Schéma décennal de développement du réseau

ÉDITION 2019

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Schéma décennal de développement du réseau

ÉDITION 2019

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

SOMMAIRE

1. Introduction 9

1.1 La transformation des réseaux est une des conditions essentielles à la réussite de la transition énergétique 10

1.2 Le réseau public de transport d'électricité : un objet évident, une fonction mal connue 12

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 23

1.4 Le SDDR est le plan de transformation du réseau pour réussir la feuille de route énergétique de la PPE 24

1.5 Des scénarios pour explorer tous les possibles et des variantes pour rendre plus robustes les résultats de l'analyse 27

1.6 Les douze travaux du SDDR : un document de référence pour positionner le réseau de transport d'électricité dans la transition énergétique 35

2. Le renouvellement du réseau existant : la priorité aux « réseaux du quotidien » 37

2.1 Les enjeux de renouvellement du réseau électrique dépendent directement des grandes étapes de construction de l'infrastructure 40

2.2 Des travaux de modernisation et de mises aux normes sont nécessaires sur le réseau 48

2.3 De nouveaux leviers, issus d'une gestion des actifs ciblée, favorisent la maîtrise des dépenses de rénovation et d'entretien 55

2.4 La trajectoire : un effort significatif pour « l'électricité du quotidien », et une croissance maîtrisée des budgets consacrés au renouvellement 58

3. Les adaptations : des évolutions structurantes sur le réseau à partir de 50 GW d'énergies renouvelables 61

3.1 La PPE conduit à développer de nouvelles sources de production et de nouveaux usages qui devront être raccordés au réseau 64

3.2 La transformation du mix de production électrique rend nécessaire une adaptation du réseau amont au cours des 15 prochaines années 72

3.3 Jusqu'à 50 GW de capacité EnR installée (horizon 2025) : une adaptation à la marge de l'infrastructure actuelle est possible en poussant son optimisation 78

3.4 À partir de 50 GW d'énergies renouvelables terrestres, des adaptations structurantes seront nécessaires sur le réseau de transport 87

3.5 Les adaptations du réseau doivent s'inscrire dans un récit collectif et accepté de la transition énergétique 91

4. L'ossature numérique : des dispositifs à renforcer afin de garantir, à chaque instant, la sûreté et la performance du réseau électrique 95

4.1 L'infrastructure numérique permet de capter, transmettre et analyser les données du réseau électrique afin de garantir sécurité et performance 98

4.2 La cible fonctionnelle pour l'ossature du réseau 104

4.3 Au-delà d'un socle incompressible, la trajectoire de numérisation devra être adaptée à la dynamique de la transition énergétique 114

5. Les interconnexions : un programme séquencé pour doubler les capacités d'échange avec la France en 15 ans 117

5.1 L'interconnexion des réseaux nationaux constitue le socle des ambitions énergétiques européennes 120

5.2 Du point de vue pratique : une analyse des projets selon de multiples scénarios 123

5.3 Une analyse « projet par projet » ne garantit pas un programme cohérent et réaliste 127

5.4 Le SDDR articule un programme concret, séquencé et intégré pour atteindre la cible à l'horizon 2035 133

5.5 Le séquencement proposé se traduit par un lissage des investissements autour de 100 à 150 M€/an sur la période 2021-2035 148

6. Le réseau en mer : de nouvelles infrastructures seront développées pour évacuer efficacement la production d'électricité renouvelable en mer 151

6.1 Le développement des énergies marines renouvelables constitue une priorité de l'action publique dans le secteur de l'énergie 154

6.2 À court-moyen terme : la dynamique de raccordement des parcs éoliens est enclenchée 156

6.3 À long terme : une capacité d'accueil importante, qui varie selon les façades maritimes et nécessite d'être anticipée et planifiée 161

6.4 Le cadre technique et réglementaire a évolué au cours des deux dernières années 164

6.5 Les coûts unitaires de raccordement de l'éolien en mer ont fait l'objet d'une analyse permettant d'alimenter les projections du SDDR 168

6.6 Une planification des parcs éoliens articulée à celle du réseau permettra de faire baisser les coûts de raccordement 174

6.7 Le SDDR présente la première trajectoire complète pour le développement du réseau en mer permettant l'accueil des énergies marines renouvelables 178

7. La vision régionale : d'une adaptation tendancielle du réseau à moyen-terme jusqu'à sa transformation pour répondre aux ambitions des territoires à long-terme 181

7.1 Des tendances nationales se dégagent sur la consistance des projets engagés ou des évolutions structurantes à programmer 183

7.2 Chaque région présente une dynamique particulière avec des besoins d'évolution du réseau plus ou moins importants selon les ambitions à long-terme 186

8. Les trajectoires complètes : une stabilité de la part du réseau de transport dans le coût complet du système électrique 251

8.1 Les dépenses associées à l'infrastructure de réseau de transport d'électricité seront croissantes pour accompagner la transformation du système énergétique 254

8.2 Les dépenses dans le réseau électrique en France se situent dans la fourchette basse de celles observées ailleurs en Europe 263

8.3 La trajectoire de référence du SDDR est optimisée afin de limiter l'augmentation des besoins d'investissement tout en permettant l'atteinte des objectifs de la PPE 267

8.4 Dans tous les scénarios, les dépenses du réseau de transport d'électricité constitueront une faible part des coûts totaux du système électrique 274

9. Les solutions flexibles : en complément des stratégies structurelles, de nouveaux acteurs fournissent des services pour le réseau 281

9.1 Le développement de solutions de flexibilité *(smart grids)* se pose désormais comme une alternative aux infrastructures classiques de production et de réseau 284

9.2 Le SDDR prend en compte l'apport de différentes solutions de flexibilité externe pour le réseau de transport 285

9.3 À l'horizon 2030, les infrastructures de réseau classiques associées aux automates de limitation de production EnR constituent la solution la plus pertinente 287

9.4 RTE prépare l'intégration des nouvelles solutions tierces au système électrique 290

9.5 Après 2030, le développement du stockage pourrait être une opportunité pour réduire les coûts du réseau 296

10. La localisation des énergies renouvelables : une coordination accrue est possible pour tirer parti des meilleurs gisements en limitant les adaptations sur le réseau électrique 299

10.1 La localisation des énergies renouvelables a une forte influence sur les besoins d'adaptation du réseau électrique 302

10.2 Une répartition des installations EnR fondée sur des visions régionales de développement EnR conduit à des besoins d'adaptations plus importants 308

10.3 Une localisation prescrite par la volonté de minimiser les coûts d'adaptation du réseau conduirait à un surcoût pour la collectivité 316

10.4 L'insertion optimale des énergies renouvelables devra se faire sur chaque zone géographique en trouvant le meilleur compromis entre réseau et production 319

11. L'autoconsommation et les modalités de développement du solaire : des enjeux limités à mettre en perspective avec ceux du système électrique 323

11.1 Le développement de l'autoconsommation et des circuits courts constitue un phénomène nouveau à prendre en compte dans le mix de production électrique 326

11.2 Un gisement technico-économique réévalué et pouvant atteindre jusqu'à 40 GW à l'horizon 2035 329

11.3 Une étude détaillée de scénarios contrastés pour le développement de l'autoconsommation 332
11.4 Le développement de l'autoconsommation favorise, sous certaines conditions, la maîtrise des besoins d'adaptation du réseau 336
11.5 Associé à l'autoconsommation, le développement du stockage diffus a un impact limité sur les besoins de réseau 339
11.6 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 342



12. Les incertitudes : le réseau devra être adapté en tenant compte des inconnues sur l'évolution du système électrique 345

12.1 Le SDDR recense les paramètres structurants pour l'évolution du réseau et contient des analyses de sensibilité pour rendre compte de leur influence 348
12.2 Malgré les incertitudes, un socle d'adaptations commun à tous les scénarios de transition énergétique se dégage 360
12.3 Une adaptation du réseau désynchronisée de la transition énergétique conduirait à des surcoûts importants 362
12.4 Des leviers politiques, organisationnels et techniques existent pour maîtriser les effets de l'incertitude 368



13. L'environnement : les évolutions du réseau minimisent les incidences d'un système électrique en pleine transformation 375

13.1 L'évolution du réseau électrique est un prérequis à une réduction massive des émissions de gaz à effet de serre 378
13.2 Au-delà de la transformation du mix et de l'électrification de certains usages, les évolutions de réseau proposées dans le SDDR minimisent les émissions de CO_2 issues de la gestion du système électrique 382
13.3 Même avec un besoin accru de réseau de transport, le recours étendu aux technologies souterraines conduira son empreinte visuelle à une réduction progressive de 5 % par rapport à son niveau actuel 387
13.4 La stratégie d'évolution du réseau présentée dans le SDDR limite la consommation des ressources minérales 393
13.5 La mise en œuvre des évolutions de réseau s'inscrit dans un objectif de « zéro perte nette de biodiversité » sur le territoire 398
13.6 D'autres enjeux environnementaux sont également concernés par la mise en œuvre du SDDR 400

Annexe 1 – GT anticipation des travaux S3REnR 403
Annexe 2 – Les projets 425
Annexe 3 – Glossaire 445
Annexe 4 – Abréviations 453



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.

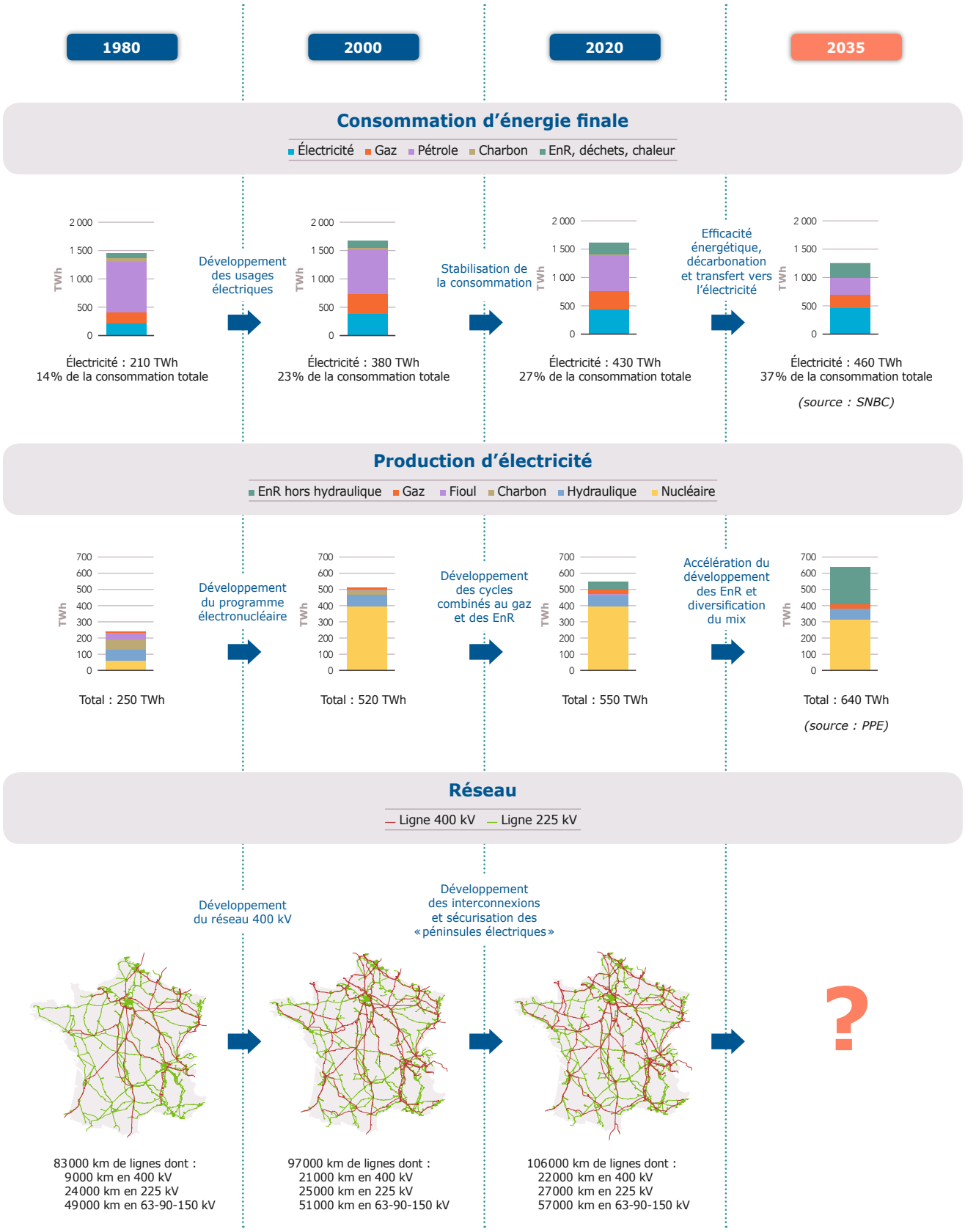
Or ces réseaux vont devoir évoluer, et rapidement, de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement doivent s'apprécier sur le temps long. En amont, plusieurs années d'études techniques et économiques préalables sont indispensables 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



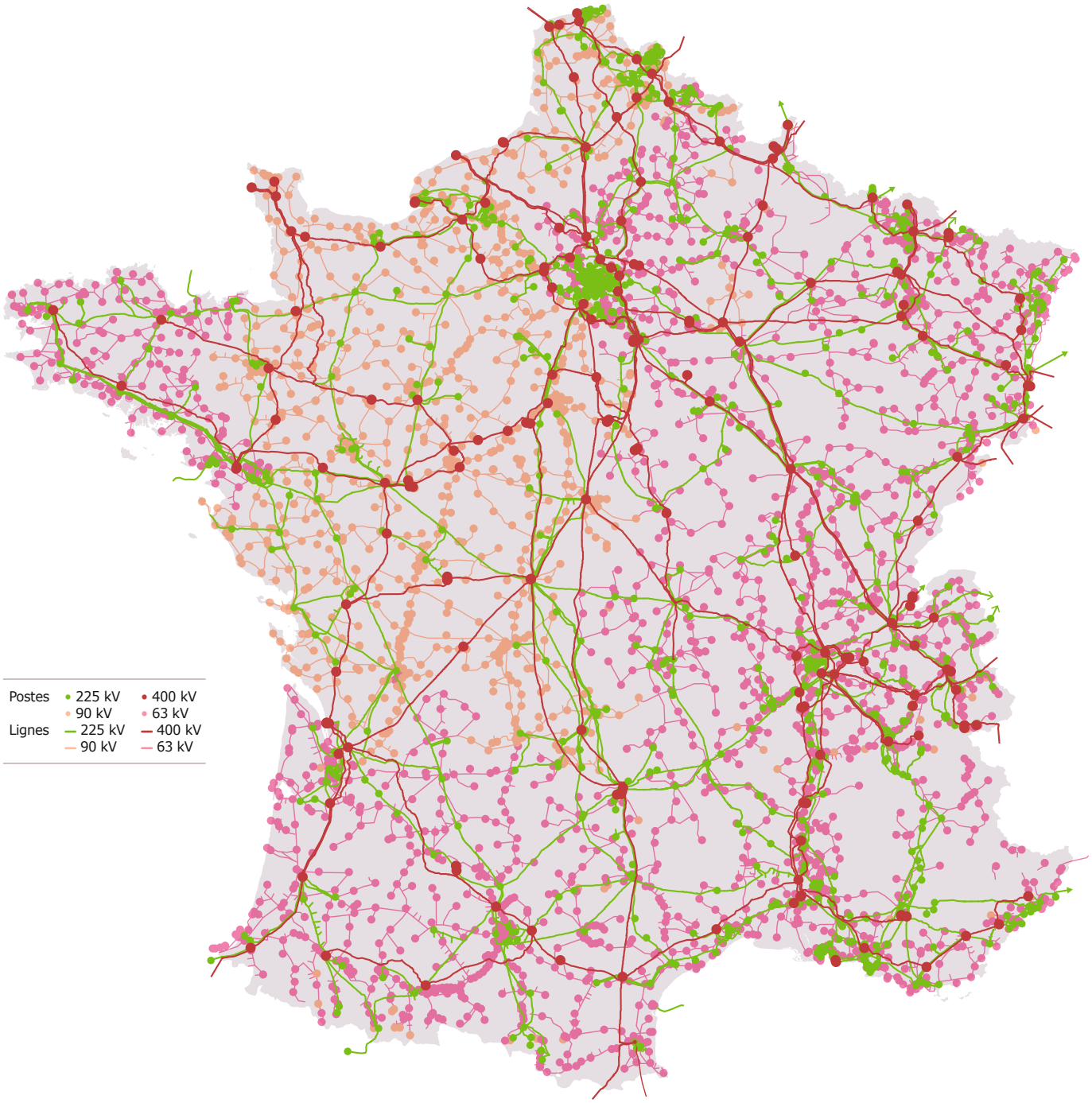
1.2 Le réseau public de transport d'électricité : un objet évident, une fonction mal connue

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.

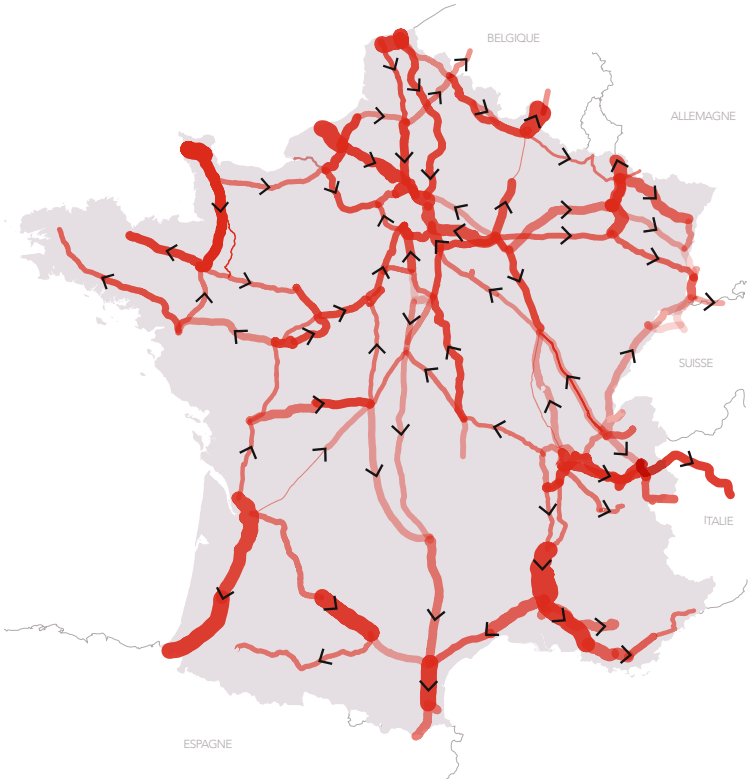
Pour relier les différents centres de production et alimenter les lieux de consommation, le réseau de transport d'électricité est structuré selon plusieurs niveaux de tension :

- 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.

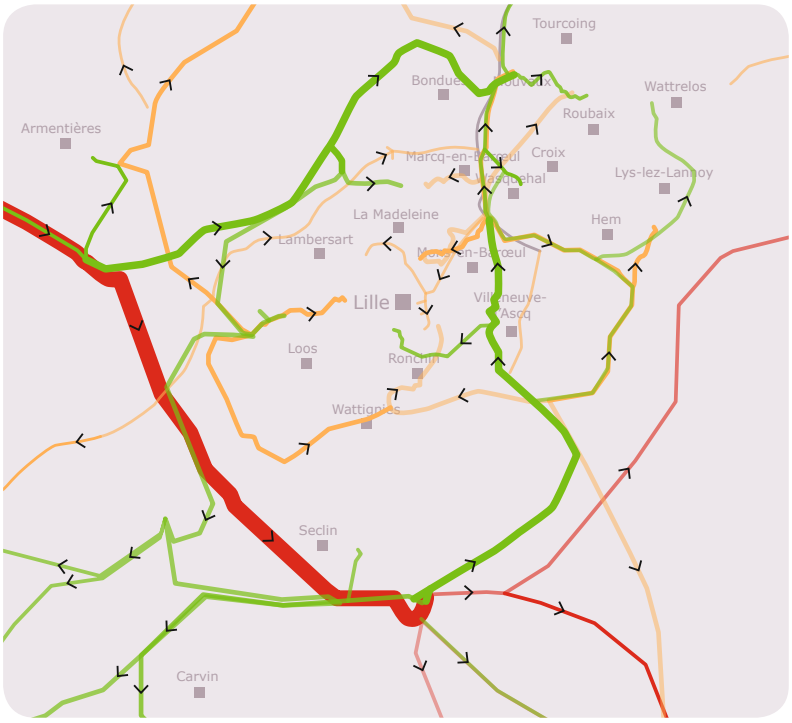
La construction de ce grand réseau maillé est contemporaine des autres grands réseaux et a pleinement participé de la politique d'équipement du pays au cours de la seconde moitié du XX^{e} siècle. S'il dessert aujourd'hui tout le territoire métropolitain interconnecté, le réseau doit s'adapter à l'évolution 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 ».

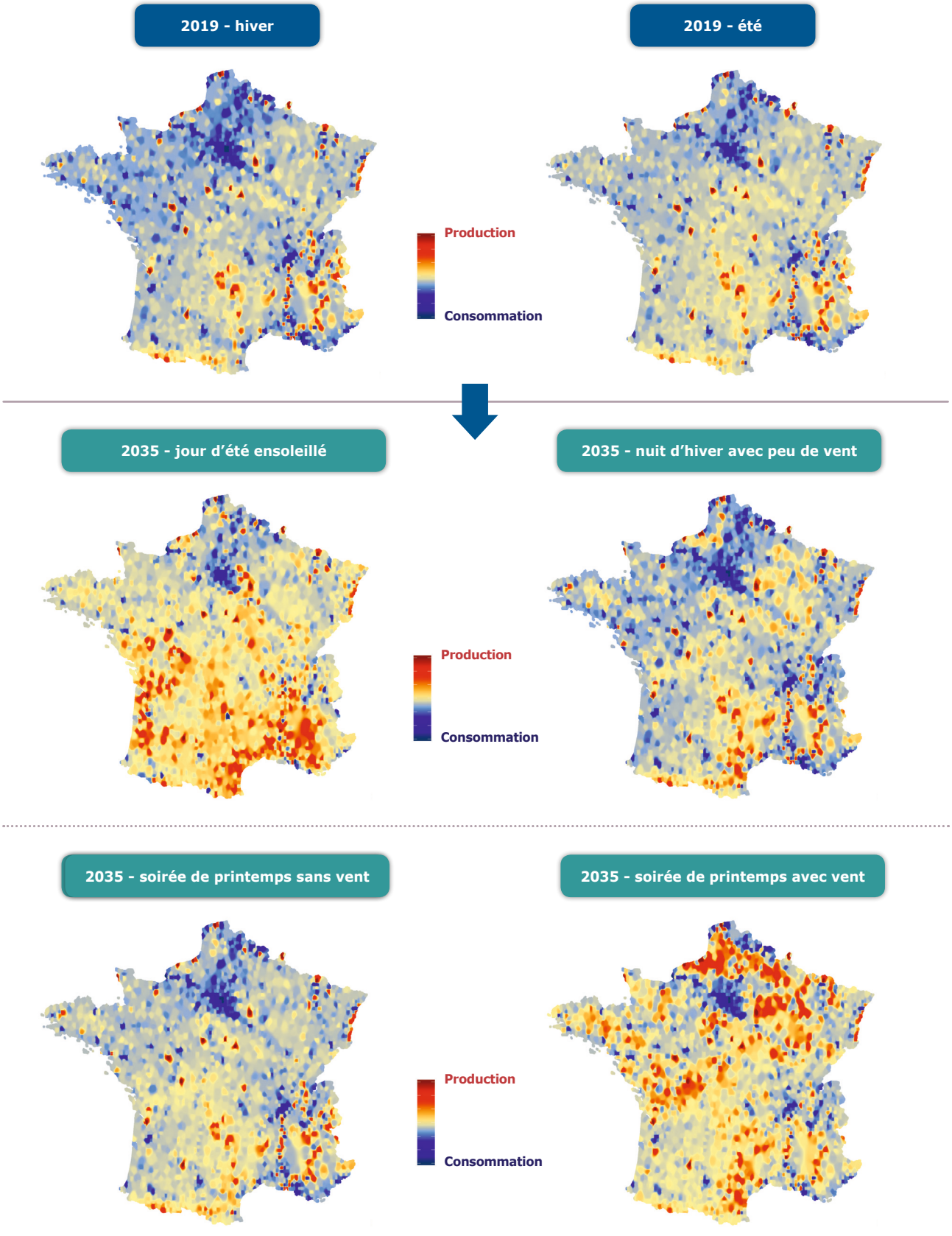
Cette fonction de « hub » va encore se renforcer avec la transition énergétique. Pour élaborer le SDDR, RTE a modélisé le fonctionnement du système électrique européen en intégrant sa dimension géographique. Cette modélisation met en lumière une double évolution du mix, sur le plan de la répartition 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…

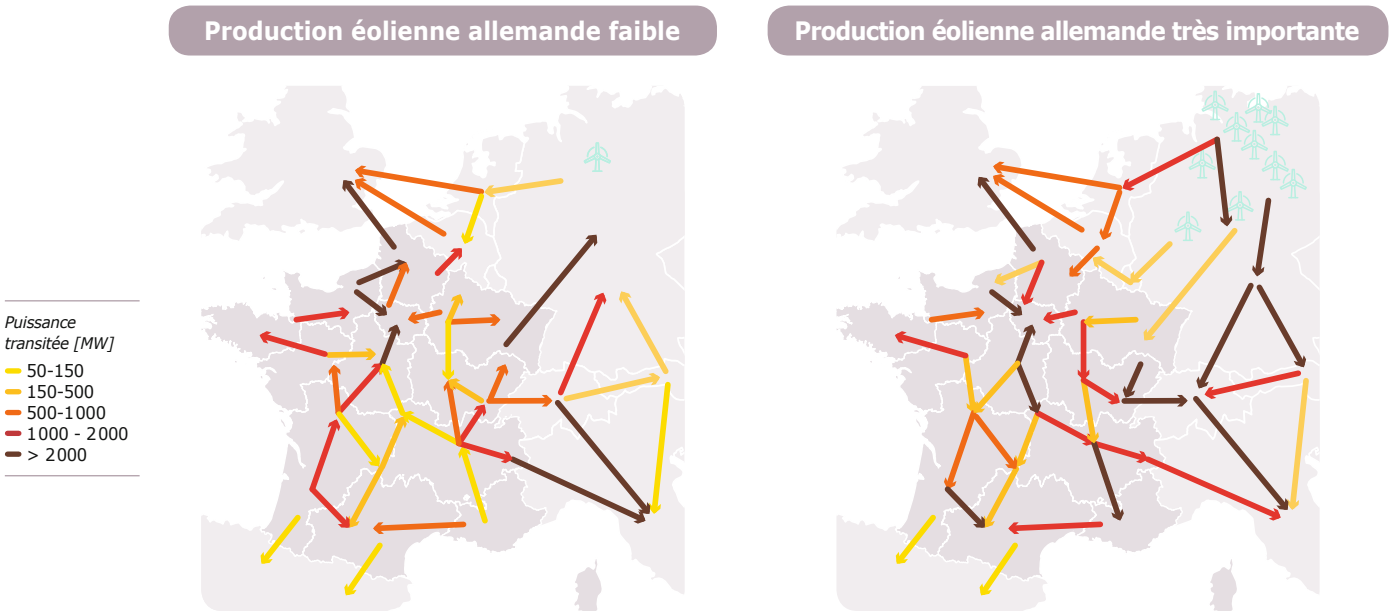
Une évolution structurante est aujourd'hui à l'œuvre sur le système électrique : le déplacement de sa logique d'organisation, d'un périmètre national à une échelle européenne.

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.

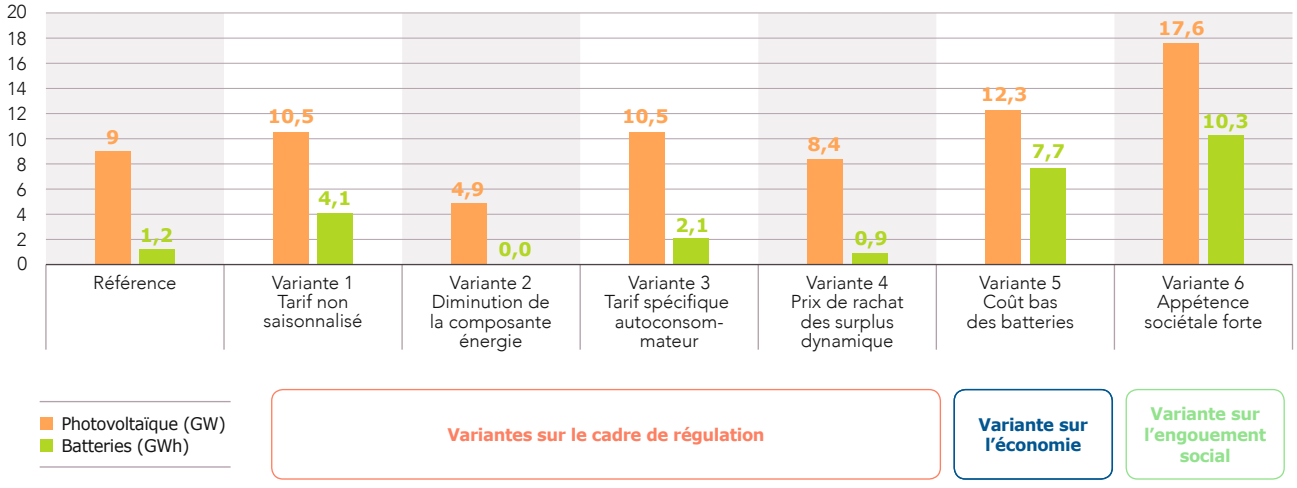
En réalité, il est tout à fait concevable que coexistent des logiques de pilotage à l'échelle locale et un fonctionnement à large échelle d'un grand système interconnecté.

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 »

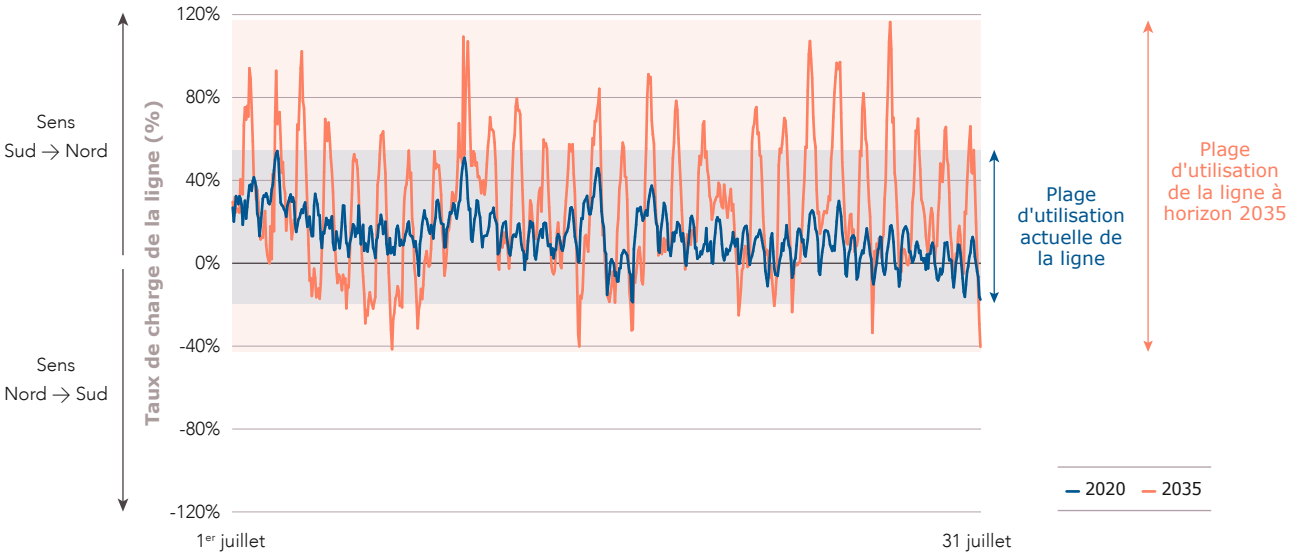
En France, l'architecture et la structure du réseau de grand transport découlent directement de la logique de l'approvisionnement en électricité, organisée à l'échelle du pays[1], et de plus en plus portée par des dynamiques européennes.

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…

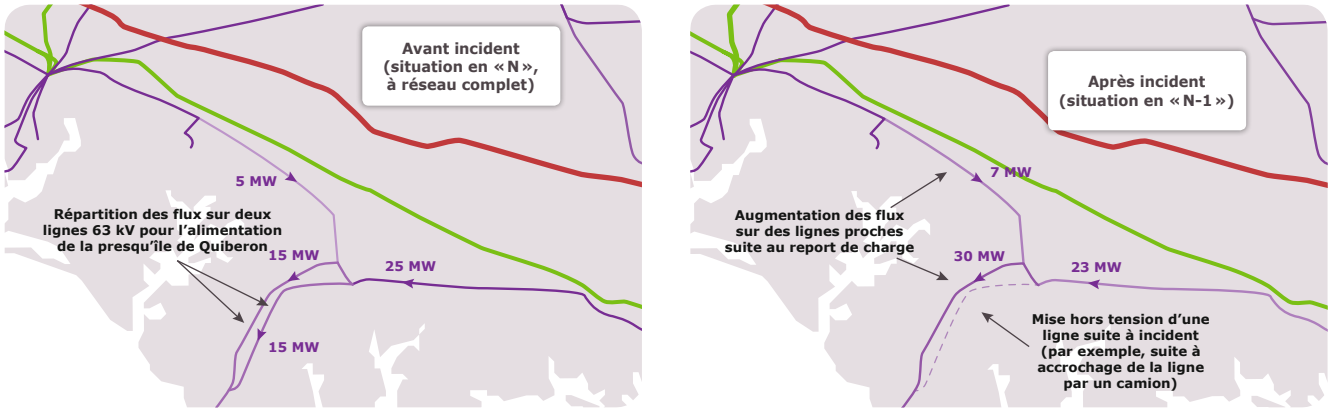
Le réseau est conçu et exploité de manière à pouvoir pallier les incidents de manière transparente pour le consommateur, c'est-à-dire en évitant les coupures de sites de consommation. En d'autres termes, l'exploitation du réseau doit permettre de se couvrir contre une «situation de N-1», c'est-à-dire 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)



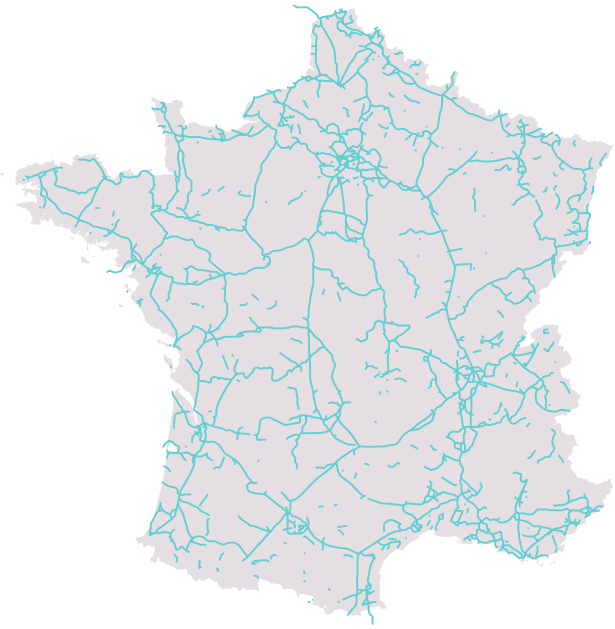
2. Ce chiffre correspond à la durée moyenne, sur l'ensemble des consommateurs, des coupures dues aux aléas sur le réseau de transport uniquement. Il ne comprend pas les coupures causées par d'autres types d'aléas (sur le réseau de distribution ou sur l'équilibre offre-demande par exemple). Cet indicateur 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

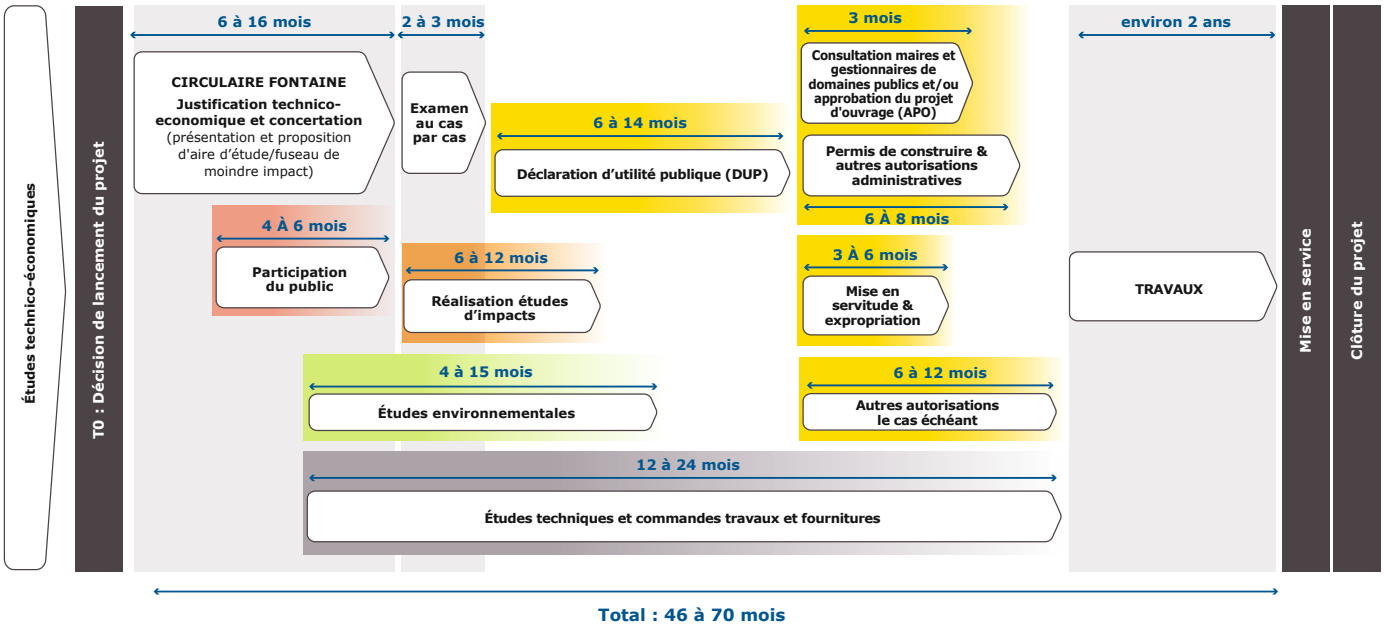
Le besoin de rapidité dans la mise en service des nouvelles infrastructures énergétiques (production, réseau) est aujourd'hui attesté. Il s'agit notamment d'atteindre progressivement un rythme de développement des énergies renouvelables conforme aux orientations de la nouvelle PPE.

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

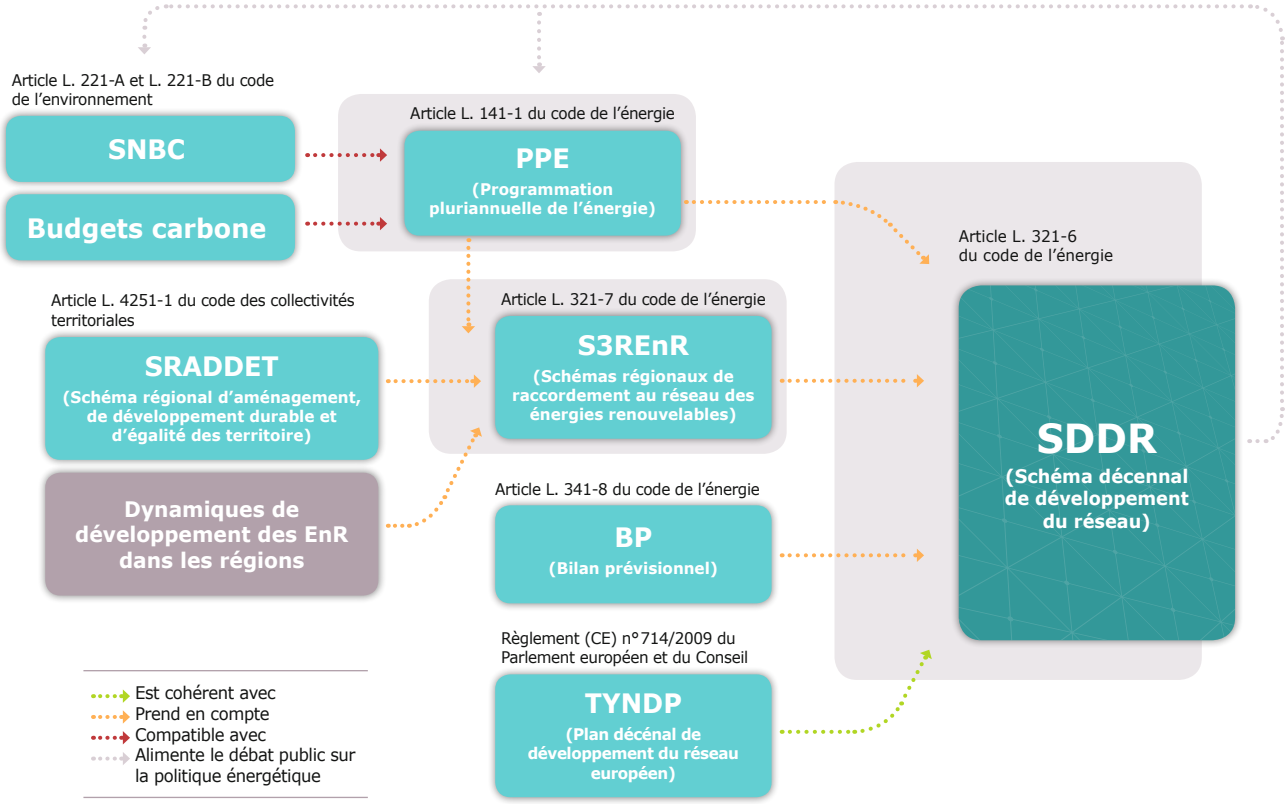
Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR), établi en vertu des dispositions de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, éclaire sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport d'électricité et sur ses conséquences techniques, économiques et environnementales, selon différents scénarios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

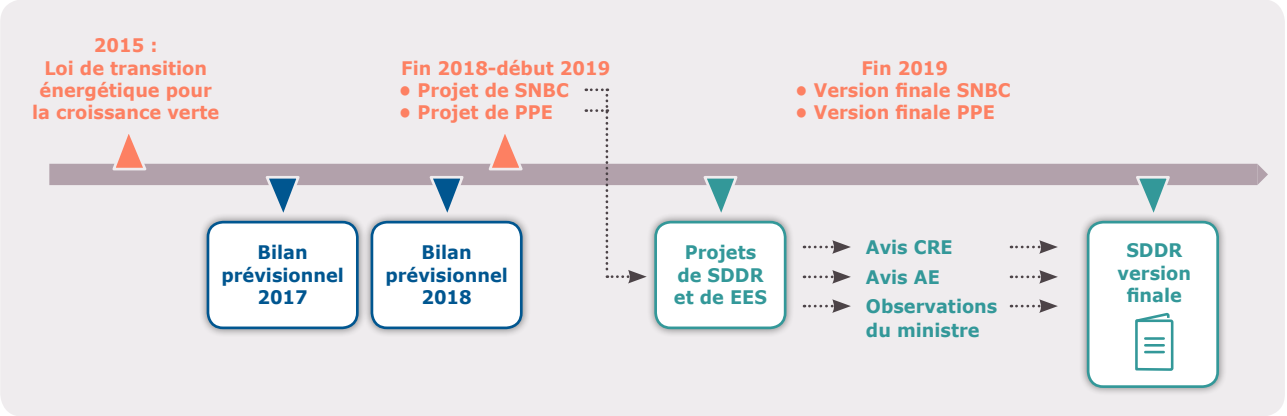
L'édition 2019 du SDDR est complètement repensée afin d'accompagner la mise en œuvre de la PPE

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

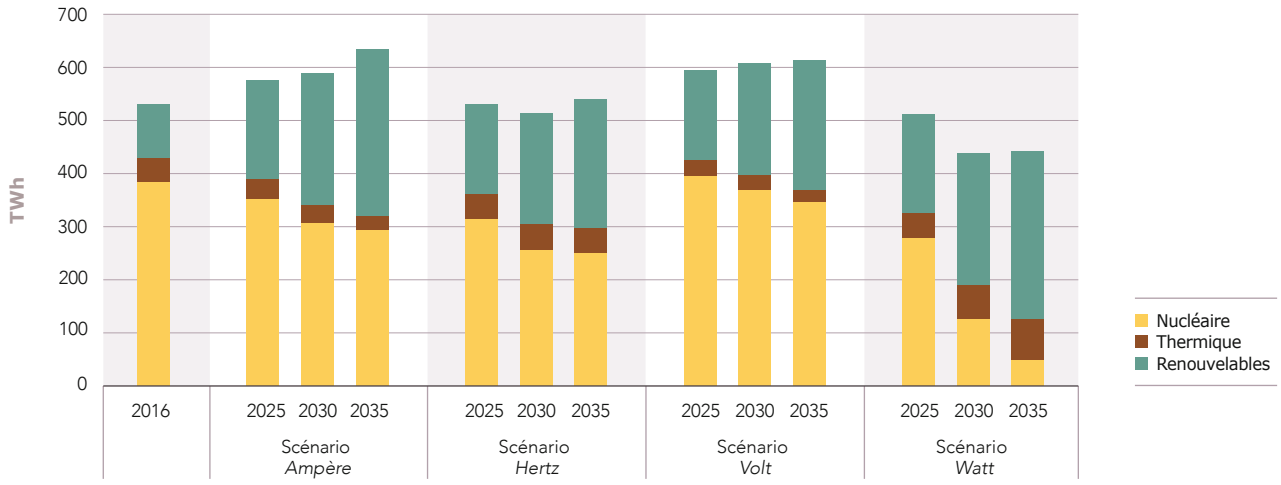
Différents scénarios de transition énergétique ont fait l'objet de débats publics en 2018 pour élaborer le projet de PPE

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

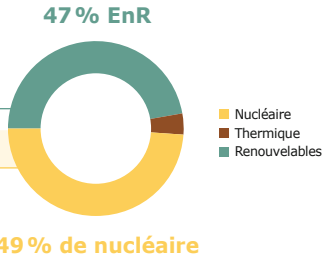
Au-delà de ce scénario central, les scénarios *Volt*, *Ampère*, et dans certains cas *Watt*, ont servi pour la comparaison des résultats et l'analyse des déterminants. Ces scénarios explorent d'autres possibilités sur six paramètres-clés (consommation électrique, production renouvelable, production nucléaire, 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** + prise en compte des annonces publiques sur le déclassement du charbon	26 GW / 33 GW	Interconnexions	8 TWh / 111 TWh
		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



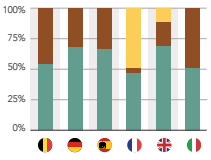
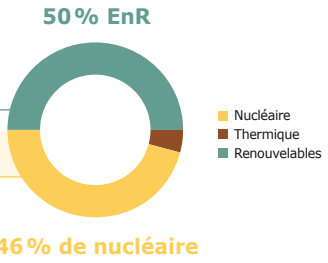


Figure 1.15 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario *Ampère*

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



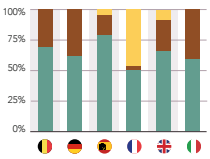
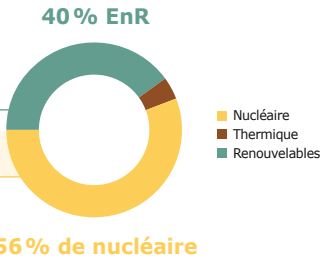


Figure 1.16 Fiche synthétique décrivant les hypothèses du scénario *Volt*

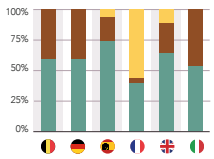
VOLT

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		



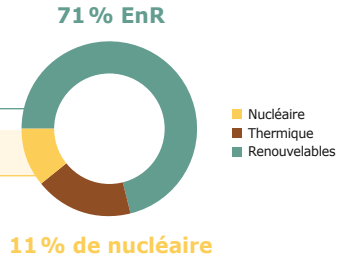
		Combustibles	
scénario *Current Policies* Word Energy Outlook 2016		Coûts de combustibles	63 €/MWh coût marginal France
	32 €/t	CO_2	9 Mt CO_2 émises par le système électrique

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

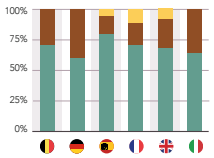
WATT

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

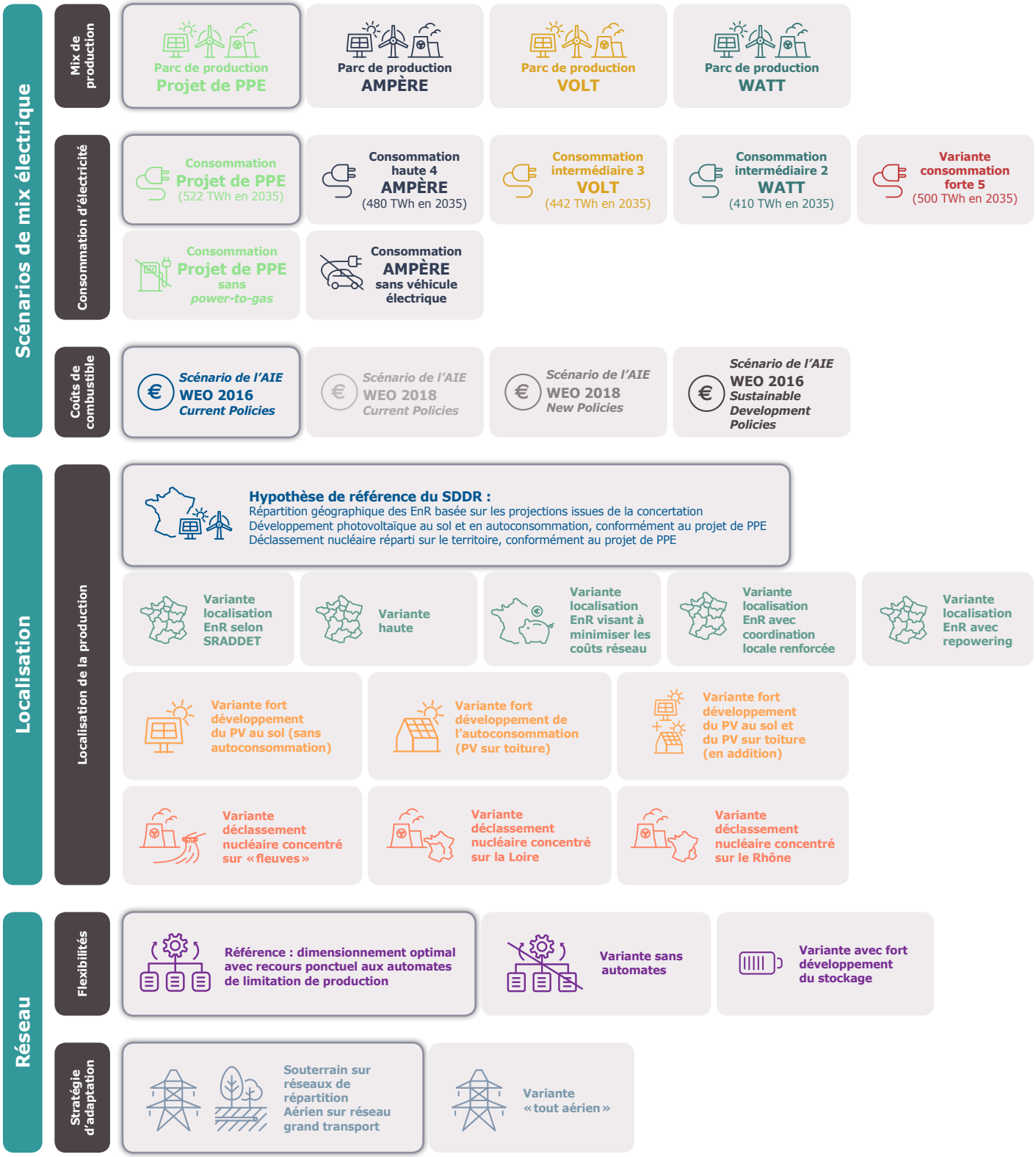
Une deuxième partie des variantes concerne la localisation des phénomènes liés à la production :

- 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



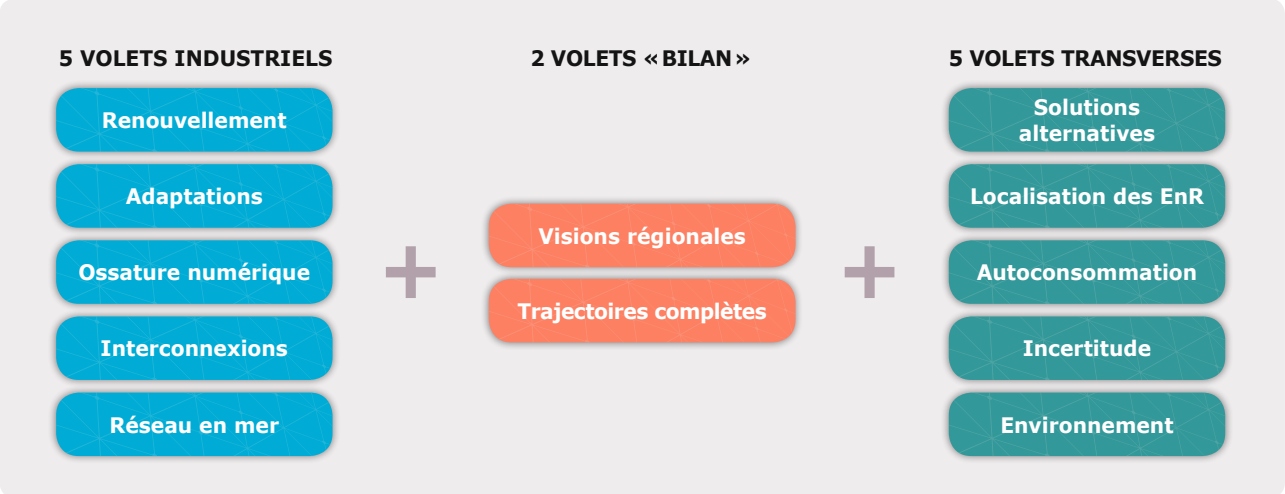
1.6 Les douze travaux du SDDR : un document de référence pour positionner le réseau de transport d'électricité dans la transition énergétique

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.

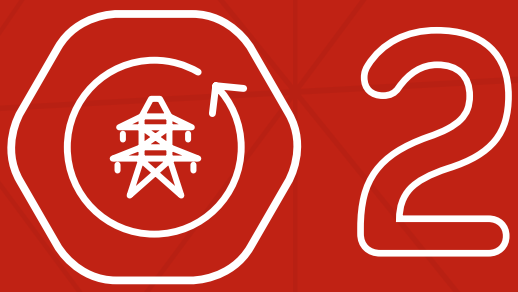
Dans le cadre de l'EES, l'évaluation des incidences repose sur l'analyse comparée de ces deux stratégies, à l'horizon 2035.

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



LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU EXISTANT

2. LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU EXISTANT : LA PRIORITÉ AUX « RÉSEAUX DU QUOTIDIEN »

SYNTHÈSE

En France, le réseau de transport d'électricité est, en moyenne, âgé d'environ 50 ans. Il s'agit d'un des réseaux les plus âgés d'Europe : la politique mise en œuvre par RTE par le passé a permis de réduire fortement les besoins de réinvestissement par rapport à d'autres pays européens, où les infrastructures sont renouvelées « à neuf » de manière mécanique lorsque des limites temporelles conservatives sont atteintes.

La durée de vie du réseau ne peut être prolongée indéfiniment. Au cours des quinze prochaines années, le renouvellement du réseau existant va s'affirmer comme un enjeu crucial pour la qualité de l'approvisionnement en électricité. Aujourd'hui, malgré des actions de renouvellement et d'entretien visant à assurer le bon fonctionnement du réseau, son âge moyen augmente de onze mois chaque année. Avec le rythme actuel de renouvellement, environ 150 ans seraient nécessaires pour le rénover complètement – une durée très supérieure aux limites techniques déjà identifiées sur certains composants. Il est donc certain que le rythme de renouvellement devra être augmenté, et à brève échéance.

À partir de 2030, un nombre croissant de lignes, construites lors de la reconstruction du pays après la seconde guerre mondiale, va atteindre l'âge de 85 ans. Si cela n'est pas correctement anticipé, la collectivité devra alors gérer un « mur de renouvellement » : mécaniquement, les budgets à consacrer au renouvellement devront alors augmenter. Les politiques mises en œuvre visent dès aujourd'hui à lisser certaines dépenses de manière à aborder de manière sereine cette échéance.

De plus, certaines actions urgentes de réhabilitation du patrimoine sont nécessaires dès aujourd'hui sur certains des composants du réseau (par exemple, ceux les plus exposés à la corrosion dans certaines zones du territoire). Dès maintenant, plusieurs plans spécifiques sont détaillés pour maintenir le niveau de service attendu.

Ces caractéristiques intrinsèques permettent de situer l'enjeu au cours des quinze prochaines années : soit l'effort consacré au renouvellement sera progressivement augmenté, soit le niveau de service offert par l'infrastructure sera amené à diminuer.

La politique de renouvellement présentée dans le SDDR repose sur trois axes forts.

1) **Elle vise le maintien du niveau de qualité actuel en moyenne sur le territoire.** Accroître ce niveau, parmi les meilleurs en Europe, ne ferait pas sens sur le plan économique, en mobilisant des moyens trop importants. *A contrario,* diminuer le niveau de service ne semble pas acceptable, les rares ruptures d'alimentation (par exemple dans les Pyrénées-Orientales et plus particulièrement à Perpignan en novembre 2018 suite à un incident technique dans le poste électrique de Baixas) étant vécues comme traumatiques.

2) **Elle met l'accent sur le « réseau du quotidien », en consacrant les budgets nécessaires à des actions moins voyantes mais néanmoins indispensables** (par exemple,

privilégier l'entretien des lignes existantes à des grands projets de nouvelles interconnexions). À ce titre, les trajectoires de dépenses comprennent une croissance incompressible des OPEX de manière à accroître la maintenance courante (assurer, par un effort régulier de peinture, une protection efficace des pylônes contre la corrosion par exemple), et sanctuarisent les investissements pour deux grands plans de sécurisation (plan corrosion, plan PSEM) et pour la mise aux normes environnementales (plan « Zéro-Phyto »). Ces actions permettent de ne pas léguer aux futurs exploitants du réseau, à l'horizon 2031-2035, une « dette technique » qui les conduirait soit à devoir accroître fortement les dépenses, soit à une dégradation subie de la qualité de l'électricité.

3) **Elle repose sur un souci d'optimisation économique et vise à réduire les niveaux de CAPEX dans une enveloppe soutenable.**

Ceci passe par une redéfinition de la politique de gestion des actifs sur la base d'un traitement de masse des données et des nouveaux outils informatiques, la planification conjointe du renouvellement et de l'adaptation et l'utilisation de méthodes agiles pour renouveler les infrastructures en fonction de leur performance constatée et non de critères normatifs. À ce titre, des arbitrages impliquant la dépose de certaines lignes dont le service rendu n'est plus avéré, l'acceptation du vieillissement contrôlé de certains ouvrages, ou encore un dimensionnement des composants au plus juste font partie des solutions que RTE mettra en œuvre au cours des prochaines années.

Dans le scénario de référence, basé sur les ambitions du projet de PPE et la mise en œuvre de cette stratégie, **l'effort de renouvellement du réseau (hors contrôle-commande[1]) représente de l'ordre de 8 Md€ sur 15 ans.**

1. La modernisation du contrôle-commande situé dans les postes est abordée dans le chapitre 4 du SDDR, relatif à l'ossature numérique.

2.1 Les enjeux de renouvellement du réseau électrique dépendent directement des grandes étapes de construction de l'infrastructure

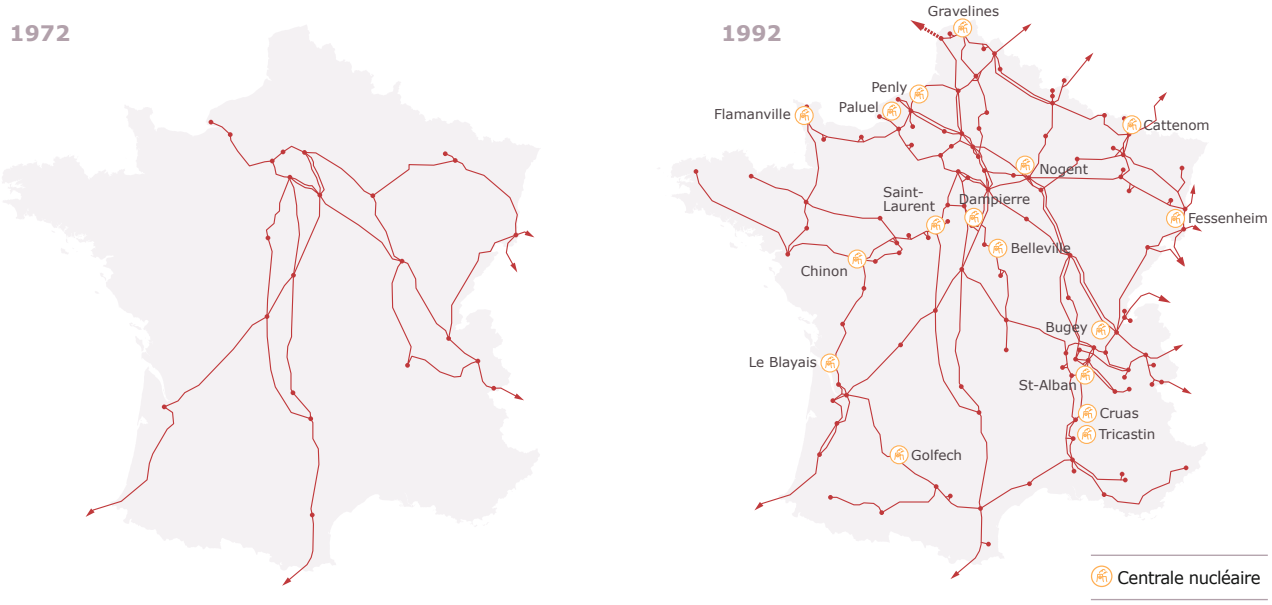
Au XXe siècle, le réseau électrique s'est développé progressivement pour connecter l'ensemble du territoire

Le réseau de transport d'électricité français actuel date en grande partie de la seconde moitié du XXe siècle. Certains de ses composants sont même plus anciens. Les enjeux en matière de renouvellement sont très largement liés aux vagues successives de constitution du réseau, dont il est dès lors important de rappeler les principales étapes.

Au début du XXe siècle, les premiers réseaux industriels d'électricité se sont constitués sur une base locale, ils appartenaient à des sociétés distinctes et étaient exploités indépendamment les uns des autres. Ces réseaux se sont multipliés pour s'étendre aux agglomérations et répondre au besoin d'éclairage urbain puis se sont connectés peu à peu durant l'entre-deux-guerres pour former des réseaux de répartition. Les progrès techniques ont permis de construire et d'exploiter des lignes à des niveaux de tension croissants, et ainsi de transporter l'électricité sur des distances plus importantes. À une époque où l'énergie provenait majoritairement du charbon, le réseau d'électricité offrait des débouchés à l'énergie électrique issue des usines hydrauliques depuis les massifs montagnards français (Alpes, Pyrénées et Massif central)[2]. Certaines lignes régionales actuelles datent de cette époque.

Après la seconde guerre mondiale, la constitution d'un opérateur national *via* la nationalisation de la majorité des sociétés électriques en 1946, ainsi que la reprise en main par l'État de la planification des infrastructures, ont permis d'aller plus

Figure 2.1 Évolution du réseau 400 kV entre 1972 et 1990

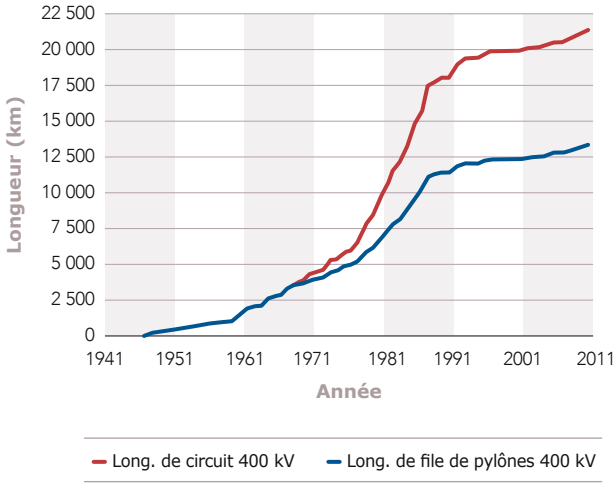


2. Évolution du réseau de transport d'électricité – Alain Croguennoc et Bernard Dalle

loin dans l'interconnexion du territoire national. Le premier maillage global du territoire a été réalisé dans l'immédiat après-guerre, avec le réseau électrique 225 kV. C'est à cette époque que le maillage s'étend aux territoires ruraux, dans un contexte de fort développement économique et d'électrification. La mise en réseau des moyens de production permet également de mutualiser les risques de perturbations susceptibles d'affecter des systèmes électriques trop petits et donc moins résilients. Les lignes 225 kV construites à cette époque sont encore aujourd'hui très majoritairement en service ; la moyenne d'âge de ce réseau est aujourd'hui de 55 années.

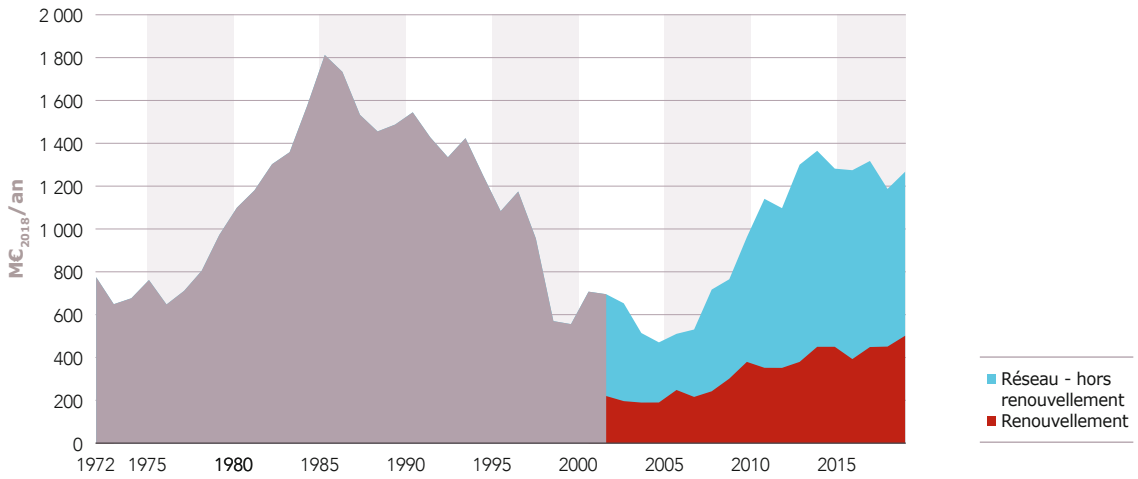
À partir de la fin des années 1950 apparaît un nouveau niveau de tension, le 400 kV. Les premières lignes de ce type sont construites dans l'optique de relier les agglomérations aux usines de production hydraulique : entre les Alpes et Paris *via* Troyes et Dijon, entre le Massif central et Bordeaux puis Paris. Le réseau 400 kV s'impose alors peu à peu comme ossature du réseau de grand transport. Parallèlement, de premières interconnexions internationales sont construites pour assurer le secours et la mutualisation des moyens de production complémentaires à l'échelle européenne.

Figure 2.2 Évolution du réseau 400 kV depuis sa construction (km de ligne et file de pylônes)



À partir des années 1970, l'évolution du réseau de transport d'électricité français est fortement influencée par les programmes de développement de la production thermique et nucléaire. Avec 58 réacteurs nucléaires mis en service entre 1978 et 1999, le parc de production électrique se dessine désormais autour de groupes de

Figure 2.3 Historique des dépenses d'investissement réseau de RTE[3] (hors SI et immobilier)



3. Le détail des dépenses consacrées au renouvellement est fourni à partir de la création de RTE. Ces dépenses intègrent le renouvellement des infrastructures postes et liaisons (abordé dans ce chapitre), ainsi que celui du contrôle-commande *(traité dans le chapître 5)*.

Tableau 2.1 Longueur de circuit et file de pylônes du réseau de transport au 31 décembre 2018

	400 kV	225 kV		150 kV*-90 kV-63 kV-45 kV*		Courant continu	Total
	Aérien	Aérien	Souterrain	Aérien	Souterrain	Souterrain	
Longueur de circuit (km)	**22 033**	**25 561**	**1 500**	**52 375**	**4 620**	**183**	**106 272**
File de pylônes (km)	**13 623**	**21 687**	**-**	**45 911**	**-**	**-**	**81 221**

*Longueurs totales très faibles

grande puissance. De cette époque datent près de 8000 km de lignes à 400 kV, qui visent à transporter cette énergie vers les zones de consommation. Le réseau de grand transport à 400 kV est donc globalement plus récent, avec une moyenne d'âge de 35 années.

De nouvelles interconnexions sont également développées dans les années 1980, avec notamment l'interconnexion sous-marine IFA 2000 qui relie les réseaux français et britanniques en 1986.

La recherche du meilleur compromis entre la qualité de service, les coûts d'investissements et l'occupation du territoire résulte dans la structuration du réseau selon deux échelons :

- Un réseau de grand transport (principalement 400 kV et une partie du réseau 225 kV) pour créer le maillage du territoire, évacuer les productions, et s'interconnecter avec les pays voisins ;
- Des réseaux de répartition (63, 90, 150 et 225 kV) afin de répartir l'énergie et alimenter les territoires.

Figure 2.4 Carte du réseau de transport 400 kV (en rouge) et 225 kV (en vert) au 31 décembre 2018

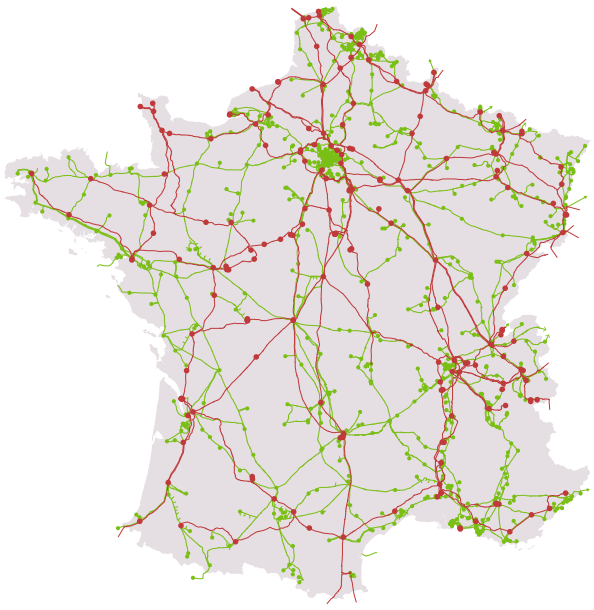
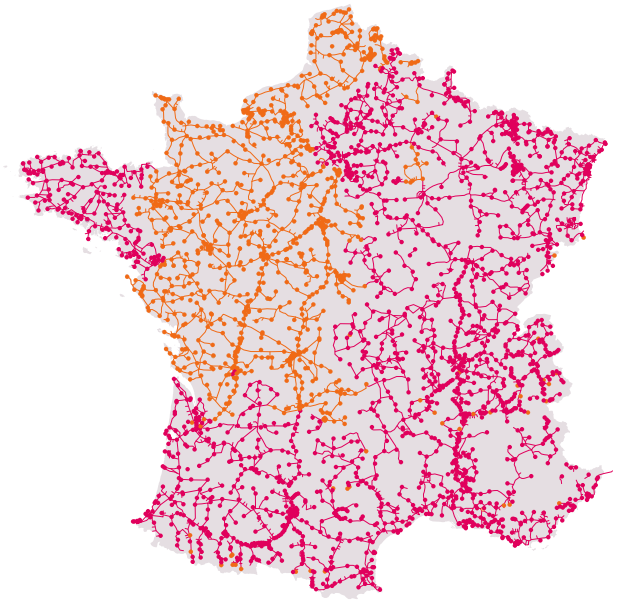


Figure 2.5 Cartes du réseau de transport 63 kV (en rose) et 90 kV (en orange) au 31 décembre 2018



Depuis la fin du programme nucléaire, le réseau français a faiblement évolué, au regard des décennies précédentes. Pour maîtriser l'évolution de son emprise, les renforcements nécessaires sur le réseau de grand transport, notamment pour consolider l'alimentation d'agglomérations en fort développement, ont été effectués majoritairement en doublant les circuits sur les files de pylônes existantes. Sur les réseaux de répartition, s'il est possible techniquement et viable économiquement, le recours aux infrastructures souterraines a été privilégié afin d'en limiter l'impact visuel.

Ce développement du réseau par phase se retrouve sur les chroniques d'investissement avec des niveaux très élevés durant la période s'étalant de 1980 à 1995.

Aujourd'hui, le réseau de transport d'électricité compte environ 106 000 km[4] de circuits électriques tous niveaux de tension confondus, et s'appuie sur 81 000 km de files de pylônes. Plus de 3 900 postes électriques constituent les nœuds du réseau électrique et aiguillent à chaque instant les flux d'électricité en fonction des besoins. Le réseau de transport d'électricité français se situe au carrefour des échanges en Europe avec 48 liaisons d'interconnexions avec les réseaux limitrophes dont deux interconnexions à courant continu : France-Espagne (Baixas – Santa Llogaia) et IFA 2000 (France-Angleterre).

Les composants du réseau sont renouvelés au fur et à mesure de leur vieillissement

Le développement du réseau de transport d'électricité en France ayant été effectué par vagues successives depuis les années 1950, des problématiques de vieillissement émergent par paliers avec des besoins simultanés d'entretien accru voire de rénovation complète sur certaines classes de matériel.

La durée de vie estimée des constituants du réseau étant longue (entre 15 et 110 ans selon les composants), les politiques de gestion des actifs mises en œuvre se traduisent par des effets inertiels importants : les conséquences d'une accélération ou d'une réduction des efforts d'entretien se traduisent en général plusieurs années plus tard. Ces actions de gestion des actifs sont néanmoins primordiales pour maintenir l'infrastructure en bon état, car sans rénovation, des défaillances importantes pourraient survenir en moins de 10 ans avec la nécessité d'assumer en urgence un « mur de reconstructions ».

4. Données disponibles sur l'OpenData Réseaux Énergies : *https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/*

Les supports des liaisons aériennes

Une liaison électrique aérienne est constituée de supports (pylônes ou poteaux avec ses fondations), de câbles conducteurs et d'isolateurs. Le réseau de transport d'électricité compte 254 000 supports qui constituent la partie la plus visible des installations de transport d'électricité. La hauteur d'un pylône, directement liée au niveau de tension, est comprise généralement entre 10 et 60 m. La nature de pylône est choisie en fonction de leur environnement, des contraintes mécaniques liées au terrain, de la puissance à transiter et des conditions climatiques de la zone.

Depuis le début du XX^{e} siècle, les technologies ont fortement évolué et les matériaux entrant dans la constitution de ces supports se sont diversifiés. Jusqu'à la fin des années 1970, les supports treillis en acier noir ont beaucoup été utilisés puis ils ont progressivement été remplacés par des supports en acier galvanisé lors du développement du réseau 400 kV, afin de mieux résister à la corrosion.

Aujourd'hui, l'âge moyen des supports (pylônes, poteaux) est de 48 ans avec 11 % de supports de plus de 80 ans. Statistiquement, le nombre de supports à renouveler va continuer à croître dans les 10 prochaines années, avec près de 45 000 supports concernés.

Figure 2.6 Répartition des supports par nature

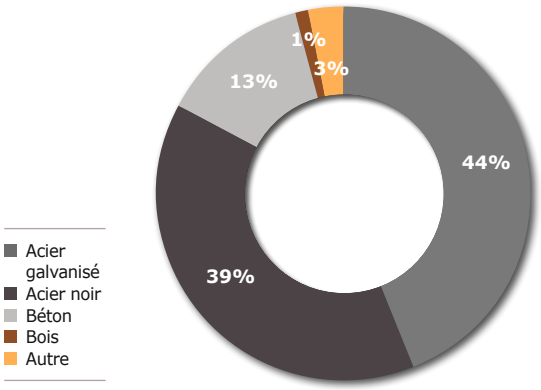


Tableau 2.2 Espérance de vie des supports de liaisons aériennes

Nature de support	Zone de corrosivité	Espérance de vie	Nombre de supports
Supports acier noir	**Forte**	**60 ans**	**28 000**
	Normale	**80 ans**	**77 500**
Supports acier galvanisé	**Forte**	**90 ans**	**48 800**
	Normale	**110 ans**	**71 600**
Béton	**Forte**	**60 ans**	**13 200**
	Normale	**70 ans**	**21 000**
Bois créosoté	**Normale**	**40 ans**	**2 760**
Bois non créosoté	**Normale**	**15 ans**	**100**

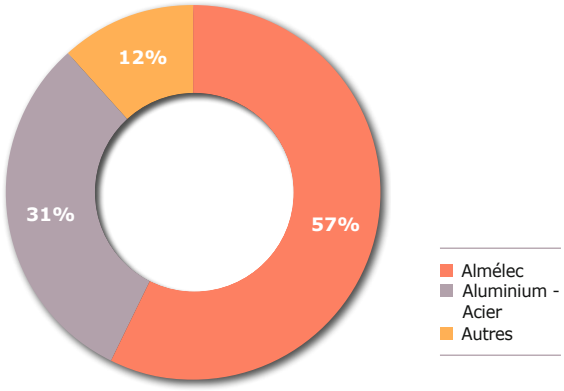
Les câbles conducteurs des liaisons aériennes

Un circuit électrique triphasé est composé de trois phases, chacune constituée d'un à quatre câbles conducteurs afin d'acheminer l'énergie. Une file de pylônes, en fonction de ses capacités mécaniques, peut servir de support à un ou deux circuits électriques[5]. Les câbles conducteurs, en technologie aérienne, sont «nus» c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement électrique. Aujourd'hui, il existe 106000 km de liaisons aériennes, ce qui représente près de 400000 km de câbles conducteurs.

La nature du conducteur dépend fortement de sa période d'installation. Les conducteurs historiques en aluminium-acier sont progressivement remplacés par d'autres technologies depuis les années 1970 et notamment par des conducteurs en Almélec[6], afin d'améliorer la résistance des câbles à la corrosion[7]. Aujourd'hui, près de 65 % des câbles conducteurs utilisent cette technologie contre 29 % en aluminium-acier.

La limite d'âge considérée pour les câbles conducteurs est de 85 ans. Cette limite apparaît largement au dessus de la moyenne (65 ans) des autres gestionnaires de réseau en Europe.

Figure 2.7 Répartition par types de câbles aériens



En intégrant ce critère normatif, la plus grande partie de l'effort de renouvellement peut être repoussée après 2030. À ce jour, l'âge moyen des câbles est de 40 ans et 5 % d'entre eux ont plus de 80 ans. Le volume de rénovation des câbles atteindra un niveau inédit à partir de 2030 pour s'accroître encore sur les 30 prochaines années. En effet, d'après la connaissance des âges des infrastructures, le volume de câbles à remplacer, si le critère d'âge actuel est appliqué (85 ans), passe de 6500 km de 2020 à 2030, à 9500 km de 2030 à 2040 puis environ 15000 km pour les décennies suivantes.

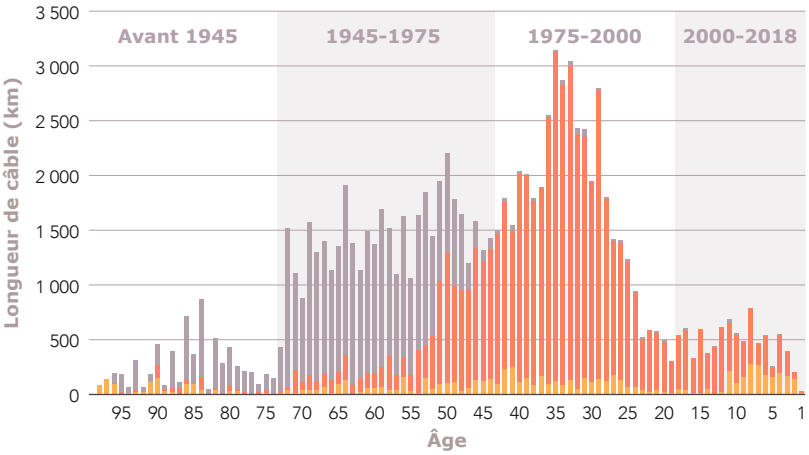
Figure 2.8 Pyramide des âges des conducteurs aériens

Avant 1945 : Premier développement des réseaux électriques afin d'évacuer les productions hydrauliques et desservir les régions. La technologie de câbles utilisés est composée d'aluminium et d'acier.

1945-1975 : Développement d'un premier niveau de réseau de grand transport (en 225 kV) pour interconnecter les régions avec une utilisation massive des câbles en Aluminium - Acier.

1975-2000 : Développement d'un nouveau niveau de tension 400 kV en lien avec l'émergence du parc électro-nucléaire et apparition d'une nouvelle technologie de câble en Almélec offrant un meilleur compromis technico-économique.

2000-2018 : Développement plus modéré du réseau électrique en aérien *via* le recours plus fréquent au souterrain et apparition de nouvelles technologies de câble dit «à faible dilatation» offrant des meilleures capacités de transit.



5. En ajoutant les câbles de garde qui assurent une protection efficace contre la foudre, une file de pylônes peut supporter entre 4 et 26 câbles.
6. Alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium offrant un compromis intéressant entre tenue mécanique et résistivité électrique.
7. Les conducteurs bimétalliques sont plus sensibles que les alliages à la corrosion du fait des couples électrochimiques existants entre les différents métaux.

Les câbles conducteurs des liaisons souterraines

Les circuits électriques triphasés des liaisons souterraines sont composés de trois câbles conducteurs. D'abord réservées aux grandes agglomérations car très onéreuses par rapport à des liaisons aériennes, les liaisons souterraines se sont développées depuis les années 1980, afin de limiter l'impact visuel des nouvelles infrastructures de transport d'électricité. Actuellement, il existe près de 6200 km de liaisons souterraines, soit 18000 km de câbles.

Le recours aux infrastructures souterraines est privilégié, depuis une dizaine d'années, s'il est possible techniquement et viable économiquement. 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 (voir chapitre 13). L'une des propositions du SDDR conduira à augmenter à l'avenir la part des liaisons souterraines, en instaurant le principe que, sur les réseaux de répartition (HTB 1), les ouvrages neufs seront par défaut construits en technologie souterraine (hors impossibilité technique, environnementale ou économique).

Les câbles à pression d'huile[8] (huile fluide et oléostatique) et les câbles au papier imprégné sont les plus anciens. La technologie huile fluide est déployée dès les années 30, les câbles oléostatiques à partir des années 50. Ils ont laissé progressivement place aux câbles synthétiques à partir des années 1960, qui composent aujourd'hui 90% des câbles souterrains sur le réseau de transport. Là où ils sont encore présents (notamment dans certaines agglomérations comme Paris ou Marseille), les câbles à huile présentent des caractéristiques techniques et environnementales inférieures aux câbles plus modernes. L'objectif consiste à mener à bien un remplacement complet des anciennes technologies, d'ici 2030 sur les câbles «huile fluide» et «oléostatique» et d'ici 2040 pour les «papiers imprégnés», ce qui permettra également de faire face à un épuisement des réserves de pièces pour la maintenance.

Figure 2.9 Répartition par types de câbles souterrains

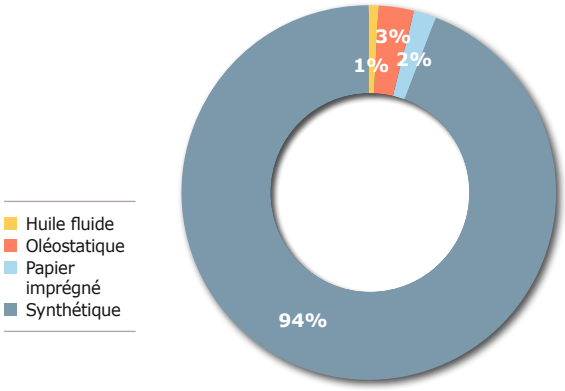


Tableau 2.3 Espérance de vie des câbles conducteurs

Type de liaison électrique	Nature des câbles conducteurs	Espérance de vie	Longueur de câbles (en km)
Liaisons aériennes	Conducteurs Aluminium-Acier	85 ans	124 000
	Conducteurs Almélec	80 à 100 ans	228 000
Liaisons souterraines	Câbles à papier imprégné	65 ans	400
	Câbles à isolation synthétique	80 à 100 ans	17 000

8. L'âme conductrice des liaisons souterraines est en aluminium ou en cuivre. La couche isolante autour de l'âme peut être en papier imprégné d'huile ou en matière synthétique. La protection mécanique est réalisée par une gaine synthétique

Les matériels à haute tension des postes électriques aériens

Avec un rôle de mesure (pour la surveillance et le comptage), d'aiguillage et de transformation des flux d'énergie sur le réseau de transport, les postes électriques jouent un rôle majeur dans le système. Ils se composent d'appareillage à haute tension (transformateurs de puissance, transformateurs de mesures, disjoncteurs et sectionneurs), de matériel à basse tension (alimentation électrique du site et automatismes industriels) et d'infrastructures (jeu de barres[9] et bâtiments). L'âge moyen de ces composants à haute tension se situe entre 30 et 40 ans, avec de fortes disparités, pour une durée de vie estimée selon la technologie utilisée entre 25 et 70 ans :

- les transformateurs de puissance, au nombre de 1 320, convertissent la tension électrique afin de transmettre l'énergie depuis les centrales de production jusqu'aux clients industriels ou aux réseaux de distribution,
- les disjoncteurs, au nombre de 13 500, protègent le réseau et les tiers en mettant une partie du circuit hors tension pour la réalisation des actions d'entretien ou lorsque d'éventuelles surcharges dues à un court-circuit apparaissent,
- les sectionneurs, au nombre de 33 000, assurent les fonctions de séparation électrique, d'aiguillage et de mise à la terre,
- les transformateurs de mesure (transformateurs de tension et de courant[10]), au nombre de 50 900, assurent la captation des informations électriques nécessaires à la surveillance et la protection du réseau.

Figure 2.10 Pyramide des âges des appareils à haute tension (transformateurs de puissance, disjoncteurs et sectionneurs) des postes électriques

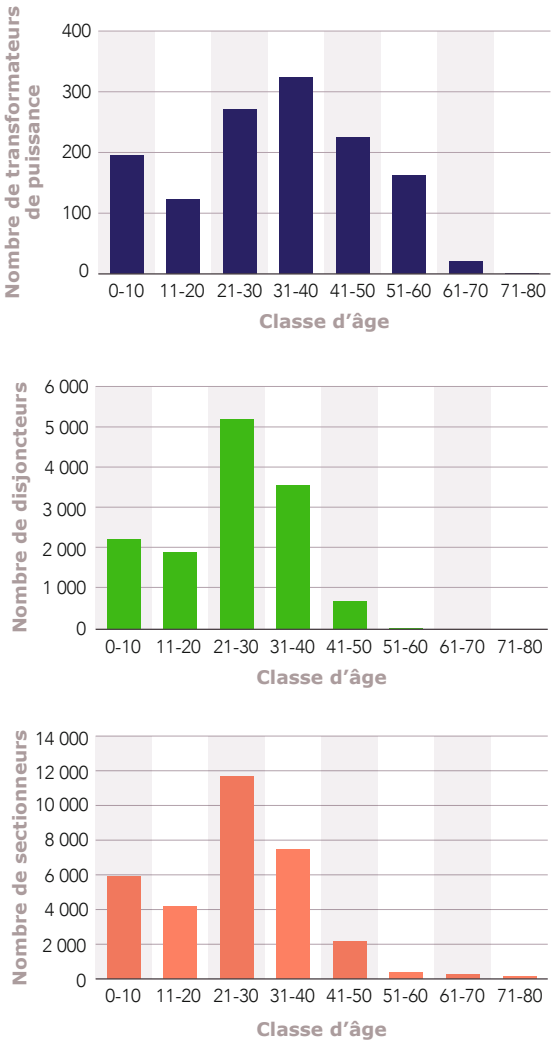


Tableau 2.4 Espérance de vie des matériels de postes électriques

Type de matériel	Espérance de vie	Nombre d'équipements
Transformateur de puissance	**70 ans**	**1320**
Disjoncteur	**50 ans**	**13 500**
Sectionneur	**40 ans**	**33 000**
Transformateur de mesure	**25 à 50 ans**	**50 900**

9. Nœud électrique raccordant les liaisons et transformateurs pour constituer un aiguillage.
10. Le transformateur de tension mesure la tension en un point du réseau et le transformateur de courant l'intensité du courant dans une liaison électrique.

2.2 Des travaux de modernisation et de mises aux normes sont nécessaires sur le réseau

Afin de préparer l'augmentation inéluctable du rythme de renouvellement du réseau dont une partie importante des composantes date de l'immédiat après-guerre, RTE a réalisé au cours des deux dernières années un état des lieux exhaustif du réseau. Celui-ci conduit à distinguer deux problématiques distinctes :

- la première porte bien sur l'évolution « mécanique » des rythmes de renouvellement, du fait de l'atteinte progressive de la durée de vie normative de certains composants : l'analyse confirme que d'ici une dizaine d'années, RTE devra s'être mis en situation de renouveler les infrastructures actuelles selon un rythme beaucoup plus important qu'aujourd'hui ;
- la seconde porte sur certains « points faibles » du réseau existant, y compris pour des matériels qui n'ont pas atteints leur durée de vie théorique. Ces points faibles peuvent résulter d'une réévaluation des effets de la corrosion de l'environnement, de l'identification de performances techniques moindres qu'attendues pour certains postes, ou d'une meilleure prise en compte des enjeux environnementaux devant conduire à renouveler des actifs ne présentant pas de défaillance technique.

L'effet mécanique du vieillissement

Depuis les années 2000, les montants consacrés au renouvellement du réseau ont progressivement augmenté. En 2018, 400 km de lignes aériennes ont été renouvelés et 1 200 km ont été rénovés par des opérations d'entretien sur les supports.

Pour les années à venir, les besoins de rénovation vont s'accroître en lien avec l'évolution de la pyramide des âges sur certaines classes de composants du réseau (notamment les liaisons aériennes). **Ceci conduit à un « mur de renouvellement » à l'horizon 2030. Ce mur peut être lissé ou atténué par de nouvelles méthodes de gestion des actifs *(voir paragraphe 2.3)*, mais pas annulé. Il constituera une réalité majeure de l'action de RTE au cours des prochaines années, et constitue en soi un défi industriel.**

Au titre de ce vieillissement mécanique, un accroissement des dépenses de renouvellement de l'ordre de 40 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035 est à prévoir. Cette analyse sur 15 ans masque néanmoins une temporalité spécifique : le besoin d'investissement de renouvellement apparaît relativement stable sur 2021-2030, mais en forte augmentation (de l'ordre 30 %) à compter de 2030.

Les actions urgentes identifiées

En complément du remplacement des composants atteignant leur limite d'âge, la politique de maintenance du réseau porte également sur les besoins spécifiques identifiés sur l'infrastructure actuelle. Au cours des dernières années, RTE a identifié, formalisé des diagnostics techniques précis et chiffré des besoins de maintenance et de remplacement spécifiques pour les éléments situés dans des environnements particuliers ou soumis à de nouvelles normes environnementales.

Le SDDR intègre ainsi un effort significatif autour de trois plans de renouvellement et de maintenance, dont les effets se feront sentir au cours des prochaines années, et notamment à partir de la fin de la période 2021-2025 :

- Le **« Plan corrosion »** (110 M€/an en investissement sur 20 ans et une augmentation de 20 M€/an sur les budgets de peinture) répond à la dégradation d'ores et déjà constatée des supports en acier noir situés en zone corrosive en rénovant les supports les plus vétustes et en protégeant plus efficacement les autres. En effet, des diagnostics récents réalisés sur les lignes situées dans des environnements fortement corrosifs ont conduit à identifier des besoins spécifiques et urgents. Pour y remédier, il est nécessaire de remplacer certains

Figure 2.11 Dépenses annuelles moyennes (CAPEX) de renouvellement sur la période 2016-2035 pour les lignes et les postes électriques (hors ossature numérique)

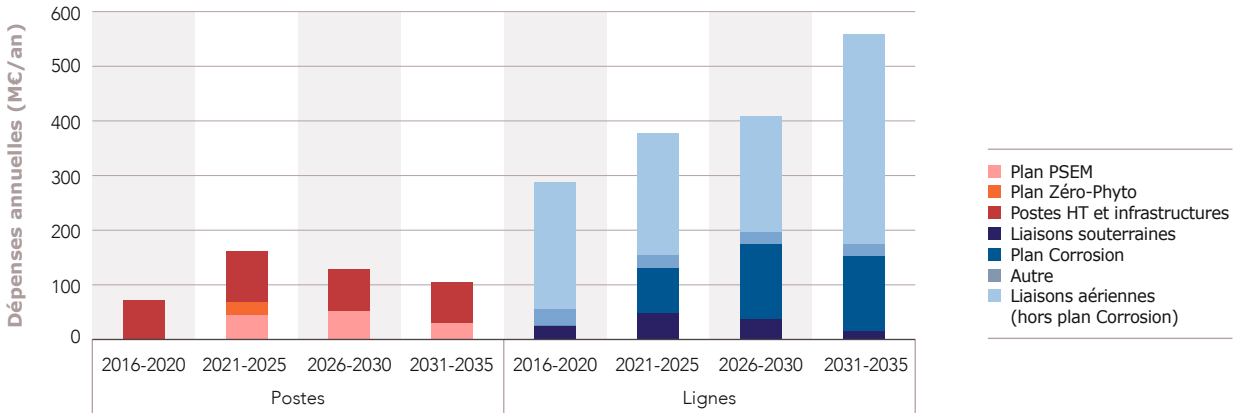
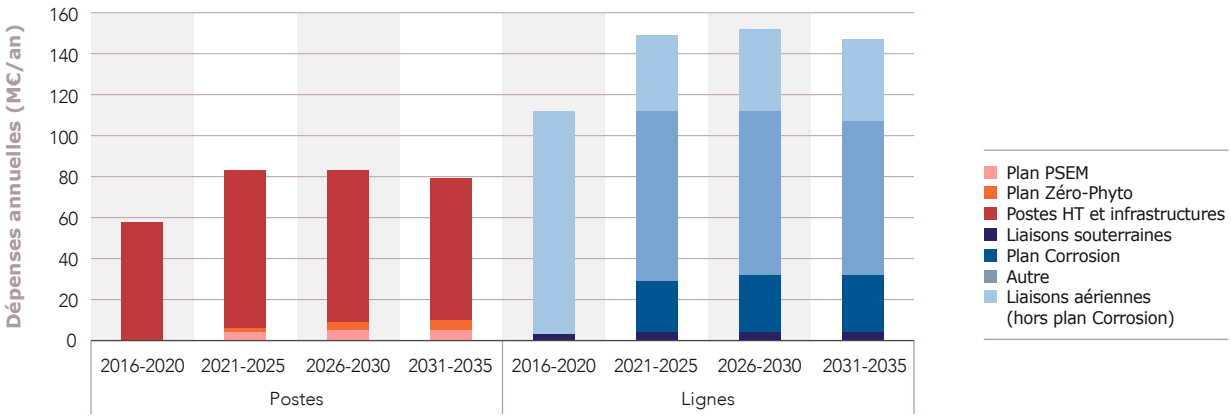


Figure 2.12 Dépenses annuelles moyennes (OPEX) de maintenance (hors réseau en mer) sur la période 2016-2035 pour les lignes et les postes électriques



éléments n'ayant pas dépassé leur durée de vie générique mais atteint d'obsolescence technique ou caractérisés par des performances très dégradées.

- Le **« Plan PSEM »** (40 M€/an en investissement sur 15 ans[11]) prévoit l'anticipation du remplacement ou la couverture des postes sous enveloppe métallique les plus exposés aux ambiances corrosives. Sur les 5 prochaines années, ce plan concernera le traitement d'une vingtaine de postes.
- Le **« Plan Zéro-Phyto »** (20 M€/an en investissement sur 7 ans[12] et une augmentation de 4 M€/an sur les budgets d'entretien des postes) anticipe la mise aux normes environnementale concernant l'emploi des produits phytosanitaires dans les enceintes des postes électriques et des bâtiments tertiaires.

La mise en œuvre de ces démarches urgente associée à l'obsolescence « mécanique » du réseau

11. Le montant total du programme est de l'ordre de 630 M€ répartis sur la période 2021-2035
12. Le montant total du programme est de l'ordre de 140 M€ répartis sur la période 2019-2025.

Figure 2.13 Zones de forte corrosion pour le réseau électrique

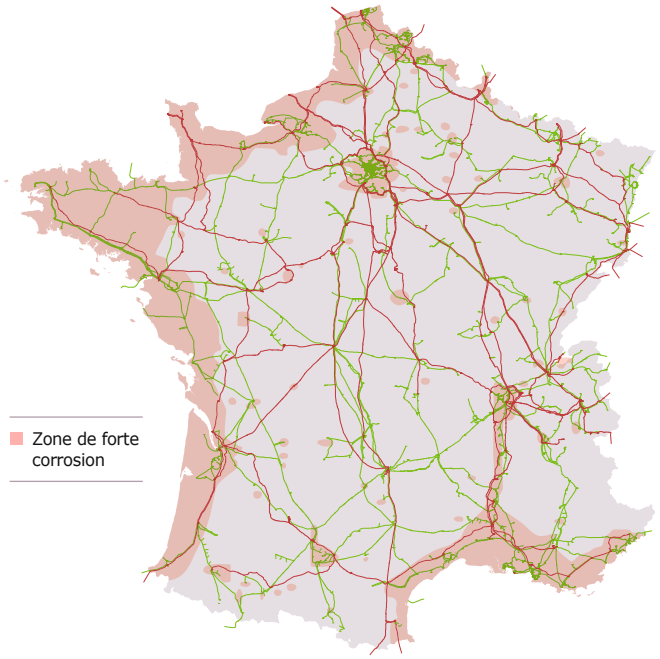
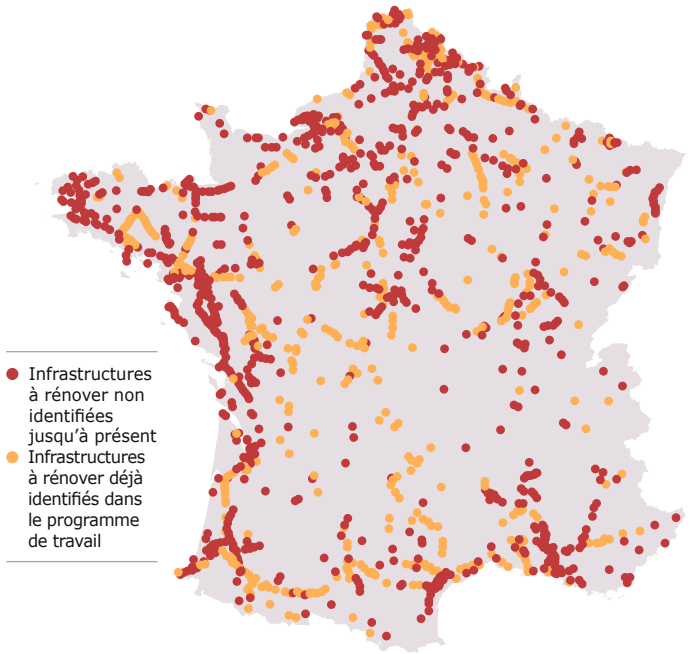


Figure 2.14 Classification des besoins de rénovation des infrastructures



se traduira par une hausse des dépenses prévisionnelles de rénovation et d'entretien du réseau sur les prochaines années. **Il s'agit d'un effort significatif : une augmentation des budgets de 170 M€/an, soit environ 50 % des sommes actuellement consacrées au renouvellement.**

Le « Plan corrosion » pour remédier à la dégradation accélérée de certaines infrastructures

La corrosivité de l'environnement influe fortement sur les durées de vie des différents éléments métalliques composant les différents éléments d'une liaison aérienne.

Au cours des dernières années, une cartographie plus précise des zones de forte corrosivité a été réalisée, en combinant la classification existante des zones de pollution (saline, industrielle et urbaine) et un constat *in situ* de l'état des supports. Les territoires répertoriés comme présentant les risques de corrosivité les plus importants rassemblent l'ensemble des côtes maritimes françaises, l'Île-de-France et le sillon rhodanien, ainsi que d'autres zones éparses du territoire français.

Dans ces zones identifiées comme corrosives, un diagnostic détaillé de l'état des supports a été réalisé notamment sur les pylônes treillis en acier noir implantés entre 1951 et 1970 et sur les pylônes treillis en acier galvanisé[13] implantés avant 1980.

Cet état des lieux a permis de disposer d'une vision exhaustive de l'état des supports étudiés (fondations, structures et matériels), et a conduit à réévaluer à la hausse le volume d'infrastructure à risque. Le « Plan corrosion » vise donc à traiter l'urgence et à corriger une sous-estimation de la vitesse de dégradation de certaines infrastructures. Afin de limiter les risques et les dépenses futures, ces actions correctives nécessitent des dépenses accrues sur la période 2021-2035 avec

13. La galvanisation est un traitement de l'acier qui consiste à le recouvrir d'une fine couche de zinc dite sacrificielle qui s'oxydera plus lentement que l'acier qu'elle protège.

Mona

Un nouvel outil de simulation numérique appelé « MONA[14] » a été développé en partenariat entre RTE et Cosmo Tech, start-up lyonnaise. L'objectif de cet outil est d'apporter une aide à la décision stratégique sur les politiques nationales de RTE, notamment celles relatives à la gestion des actifs comme les politiques de maintenance et de renouvellement des équipements.

Les orientations envisagées sur le « Plan corrosion » sont confirmées par les résultats des simulations issues de l'outil MONA qui évalue les différentes combinaisons de processus de gestion d'actifs dans le but de dégager une combinaison optimale des politiques à mettre en œuvre. D'après les simulations, si les budgets de mise en peinture sont maintenus en l'état, un mur de dépenses est à redouter d'ici 10 ans. Les analyses de sensibilité indiquent que l'historique d'entretien, la qualité des inspections et l'agressivité de l'environnement ont un impact non négligeable sur la date d'apparition de ce mur de dépenses et sa gravité. Les résultats de ces simulations sont établis en tenant compte d'une vision long-terme (2050) de la gestion des actifs.

Figure 2.15 Schéma de principe du logiciel MONA

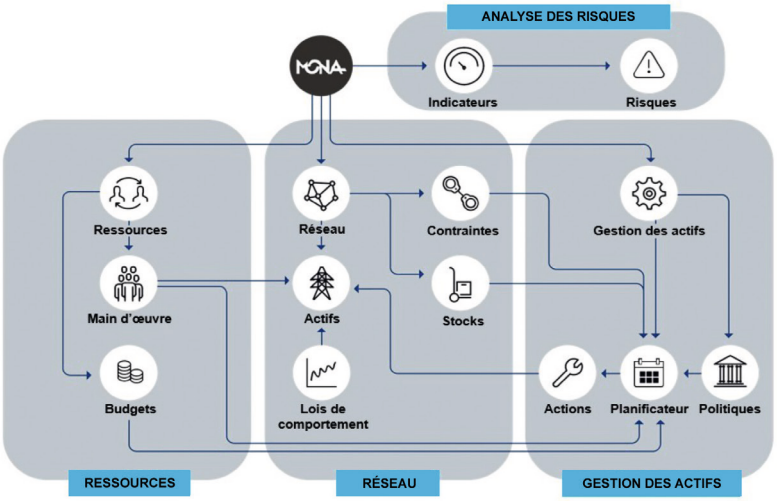
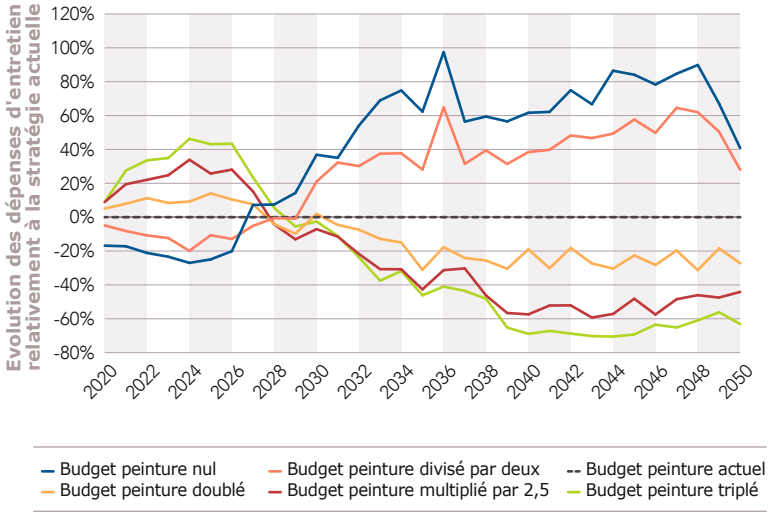


Figure 2.16 Résultat d'une simulation MONA sur l'évolution des dépenses d'entretien et de rénovation des pylônes en fonction de la stratégie de mise en peinture sur la période 2021-2050



14. Management and Optimization of Network Assets : simulateur développé par CosmoTech en partenariat avec RTE.

des actions ciblées selon la nature et le contexte patrimonial :

- en zone de forte corrosivité, la peinture pour les pylônes en acier galvanisé (OPEX) et le remplacement complet des supports en acier noir sont privilégiés (CAPEX),
- en zone de corrosivité normale, la peinture est privilégiée (OPEX) sur les pylônes en acier noir si leur état de vétusté est satisfaisant et les interventions sur les pylônes en acier galvanisé sont réalisées dès que la couche de zinc protectrice n'est plus suffisamment efficace (épaisseur de zinc inférieure à 30 µm).

Figure 2.17 Exemples de postes électriques. En haut, un poste aérien – en bas, un poste sous enveloppe métallique





Une résistance accrue à la corrosion est prise en compte pour les supports en acier galvanisé, en comparaison de l'acier noir, mais la galvanisation n'est pas éternelle et ces supports nécessiteront des actions d'entretien appropriées afin d'éviter un second plan Corrosion. Sans ces actions correctives, des opérations plus lourdes de reconstruction seront à envisager et des travaux de sécurisation seront à réaliser en urgence. Ce « Plan corrosion » représente 110 M€/an en investissement sur 20 ans et une augmentation de 20 M€/an sur les budgets de mise en peinture des supports.

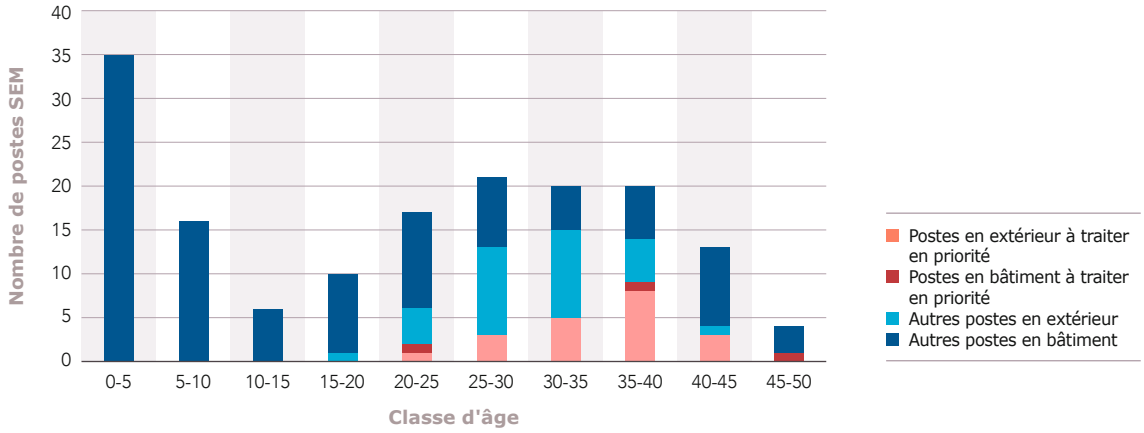
Le plan PSEM pour accélérer la rénovation des postes les plus critiques et les plus et émetteurs en gaz à effet de serre

Un poste sous enveloppe métallique (PSEM) est un poste électrique dont l'isolation est réalisée par un gaz isolant sous pression, l'hexafluorure de soufre (ou SF_6), contenu dans une enveloppe métallique externe. Ce type de poste diffère d'un poste électrique classique, isolé par l'air (ou poste aérien). Le principal intérêt d'un PSEM est sa compacité puisqu'il occupe entre 5 et 10 % de la surface d'un poste aérien, permettant son intégration dans des zones denses (agglomération) ou exiguës (sites industriels), en extérieur ou en bâtiment. Ce type de poste a été développé à partir des années 80 pour répondre à des problématiques d'espace réduit, notamment dans les zones péri-urbaines.

Parmi les inconvénients des postes PSEM figure la possibilité de rejets de SF_6. Les rejets peuvent survenir en raison de fuites de matériels ou lors des manipulations de gaz effectuées lors d'opérations de maintenance. Or les bilans de comportement du parc en exploitation, réalisés au cours des dernières années, mettent en évidence un vieillissement des étanchéités des matériels isolés au SF_6, avec des taux de fuite susceptibles de générer des impacts sur la continuité de service, et des conséquences environnementales (le SF_6 est un gaz à fort pouvoir d'effet de serre – voir chapitre 13)[15]. En effet,

15. Chaque kilogramme de SF_6 émis dans l'atmosphère a le même impact sur l'effet de serre global à long terme que 22 800 kg de CO_2.

Figure 2.18 Pyramide des âges du parc de PSEM de RTE et priorisation des opérations à engager

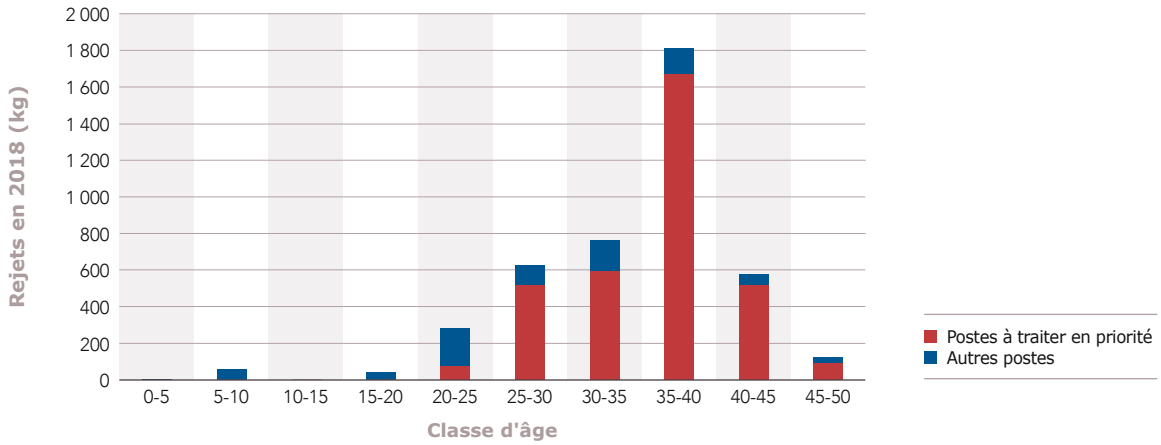


une perte importante de ce gaz isolant peut impliquer des coupures de producteurs ou des ruptures d'alimentation électrique des agglomérations. Les effets du vieillissement apparaissent pour les matériels les plus exposés à partir de 25 ans.

Cela concerne particulièrement les postes installés en extérieur dans des environnements agressifs, exposés aux pollutions saline ou industrielle. Pour endiguer le phénomène, deux actions ont été engagées depuis une dizaine d'années : la mise en bâtiment systématique des nouveaux PSEM et l'amélioration des techniques de colmatage des caissons. Néanmoins, pour 24 PSEM, les solutions de réhabilitation et de maintenance ne suffisent plus et ne permettent pas de garantir la sûreté de fonctionnement de l'ouvrage. Pour ces postes, un renouvellement complet doit être envisagé.

En tenant compte de l'âge des infrastructures existantes, la rénovation des PSEM était initialement prévue à partir de 2025 au rythme d'un poste par an, puis à partir de 2030 à un niveau de deux postes par an. L'état de dégradation des PSEM,

Figure 2.19 Rejets de SF_6 estimés en 2018 en fonction de l'âge des PSEM



constaté en 2018, ainsi que la gravité des conséquences associées a conduit à la mise en place d'un plan spécifique :

- la mise en bâtiment des PSEM qui ne fuient pas encore afin de préserver leur étanchéité ;
- l'anticipation de la rénovation des 24 postes les plus critiques (combinant importance pour l'exploitation du système électrique et taux de fuite) avec des technologies optimisant l'impact environnemental et l'entretien : ce plan conduira à la rénovation d'un PSEM par an dès 2022, puis de 3 postes par an à partir de 2025. Cette dynamique ambitieuse répond à un besoin industriel ;
- le déploiement de système de surveillance avancés et de supervision (monitoring) des fuites pour une réponse plus ciblée et plus rapide.

Le « Plan **PSEM** » est chiffré à 630 M€ répartis sur la période 2021-2035.

L'ensemble de ces actions correctives permet de réduire de moitié des rejets de SF_6 dans l'atmosphère, issus des PSEM. À plus long-terme, des alternatives aux postes à isolation SF_6 pourraient voir le jour grâce à la mise en œuvre d'action de recherche et de partenariat, avec un objectif de neutralité de l'empreinte carbone du réseau en favorisant les solutions éco-conçues, numériques et flexibles.

Le « Plan Zéro-Phyto » pour réduire l'utilisation des produits phytosanitaires

Pour garantir l'efficacité de ses installations en toute sécurité, RTE assure le suivi de la végétation sous les lignes et dans les postes, afin de maîtriser la hauteur de la végétation et éviter les risques électriques. 40 M€/an sont ainsi consacrés à l'élagage des couloirs de lignes. Seules les enceintes des postes électriques et des bâtiments tertiaires sont traitées avec des techniques utilisant des produits phytosanitaires désherbants.

Ces solutions sont économiques, efficaces et reproductibles. Elles présentent néanmoins des limites en raison de leur toxicité pour les eaux et les sols, des risques qu'ils font peser sur la santé des utilisateurs et des salariés, et des contraintes réglementaires qui évoluent dans le sens d'une interdiction généralisée.

Afin de répondre aux enjeux environnementaux et sociétaux et anticiper les évolutions de la réglementation, un « Plan Zéro-Phyto » a été lancé en 2017 pour réaliser progressivement des aménagements alternatifs sur tous les sites et faire évoluer leur entretien afin de ne plus recourir aux produits chimiques.

La construction de nouveaux postes ainsi que les extensions et les travaux importants dans les postes existants tiendront compte de ces spécifications d'aménagement. Les sites existants seront, quant à eux, aménagés progressivement pour une conversion complète à fin 2024. Les aménagements préférentiels retenus sont la végétalisation couvre-sol[16] ou le paillage minéral[17].

Ces aménagements alternatifs visent à faciliter l'entretien des sites sans produits phytosanitaires et à réduire les coûts associés. Les méthodes d'entretien seront également revues dans le respect des contraintes d'exploitabilité et de sécurité, pour éviter l'utilisation des produits phytosanitaires en favorisant notamment l'éco-pâturage (réalisé par des animaux) et les techniques mécaniques.

Le « Plan Zéro-Phyto » est chiffré au total à 140 M€ répartis sur la période 2019-2025 et nécessite une augmentation de 4 M€/an sur les budgets d'entretien des postes.

16. La végétalisation couvre-sol est un couvert végétal, compatible avec les contraintes des postes électriques, pouvant être entretenu essentiellement par fauche.
17. Le paillage minéral est un couvert minéral pauvre et sec, constituant un milieu impropre au développement d'une végétation indésirable. Cette solution plus complexe, sera réservée aux zones où aucune autre solution alternative de type végétalisation n'est envisageable en particulier pour des raisons de sécurité électrique.

2.3 De nouveaux leviers, issus d'une gestion des actifs ciblée, favorisent la maîtrise des dépenses de rénovation et d'entretien

Jusqu'ici, les politiques de rénovation et d'entretien du réseau reposaient sur un critère d'âge normatif et un traitement homogène de tous les composants du réseau d'une même classe, garantissant une standardisation des opérations et des économies d'échelle.

Une nouvelle démarche de gestion des actifs est engagée afin d'optimiser les actions et les décisions sur le cycle de vie des actifs à partir d'une vision fondée sur le risque *(«risk-based»)* : des analyses de risques couplant l'état de santé réel des actifs à leurs enjeux pour le système électrique permettent de faire émerger les meilleures décisions pour la rénovation et l'entretien du réseau. Comparé à l'approche «normative» en vigueur dans la majorité des gestionnaires de réseau de transport européens, cette démarche de gestion du risque différenciée vise à réduire ou à différer les dépenses de rénovation et d'entretien du réseau électrique, tout en conservant la maîtrise des risques sur le long-terme *via* :

- La réalisation de diagnostics directs (collecte sur le terrain) ou déportés (*via* des systèmes de monitoring) pour affiner l'état réel de chaque composant du réseau et définir les besoins d'intervention ; cette stratégie nécessite un déploiement massif de capteurs sur les infrastructures ainsi que le développement des capacités de traitement et d'analyse
- La définition pour chaque actif d'un traitement différencié, basé sur leur criticité vis-à-vis des tiers, des exploitants et intervenants externes, de l'environnement et de la sûreté du système électrique.

LEVIER N° 1 : L'AJUSTEMENT DES OPÉRATIONS DE RÉNOVATION DES LIAISONS AÉRIENNES

En fin de vie, le remplacement des liaisons aériennes s'appuie sur un dimensionnement prescriptif[18], réalisé en tenant compte de normes à la fois mécaniques et électriques.

Ces prescriptions ont évolué depuis la construction des premières infrastructures, et bien que plus contraignantes, RTE prévoit de renouveler le réseau avec des matériels plus sobres et moins coûteux. Cette performance tant technique qu'économique sera atteinte moyennant des méthodes de calcul fondées sur des travaux scientifiques récents, associées à des solutions innovantes.

Par exemple, les anciens câbles sont généralement remplacés par des câbles d'une technologie innovante minimisant leurs pertes électriques. Parce que ces câbles sont plus lourds, leur installation aurait nécessité de renforcer les structures de soutien (pylônes et fondations) pour respecter les exigences réglementaires. Or, ce renforcement est ajusté au plus près du besoin grâce à des hypothèses de calcul plus précises.

Via l'évaluation systématique du respect des nouvelles normes de résistance mécanique, ces nouveaux composants seront intégrés au référentiel technique et leur utilisation sera généralisée lors des opérations de rénovation des liaisons aériennes, avec à la clé des économies pour la collectivité.

Ce levier d'optimisation offre un gisement d'économie croissant par rapport à des besoins théoriques pour atteindre de l'ordre de 25 M€/an sur l'horizon 2021-2035.

18. Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributeurs d'énergie électrique

LEVIER N° 2 : L'EXTENSION DE LA DURÉE DE VIE DES COMPOSANTS *VIA* LA SUPERVISION

La collecte d'informations, *via* la supervision (monitoring), par des capteurs ou des drones améliore la connaissance de l'état de santé des infrastructures. Le traitement automatisé de ces données par un système de supervision des actifs vise à :

- anticiper les avaries et améliorer la performance de l'exploitation du réseau ;
- connaître l'« âge réel » des composants et optimiser leur durée d'exploitation ;
- rationnaliser les actions d'entretien par un meilleur suivi de l'état de santé des actifs.

L'instrumentation des matériels assortie d'une capacité d'analyse de ces données récoltées doit permettre d'optimiser les opérations d'entretien et prolongera en espérance la durée de vie des composants. En considérant 50 % des matériels instrumentés à l'horizon 2030, le bénéfice de cette supervision sur la durée de vie des infrastructures est attendu à partir de 2025 pour atteindre 1 % en 2035. Ce levier offre un gisement d'économie évalué à 40 M€/an sur la période 2031-2035. Son prérequis est la démarche de déploiement de l'ossature numérique du réseau, afin d'en obtenir tous les gains associés.

- **Supervision (monitoring) des transformateurs de puissance :** basé sur l'analyse des gaz dissous dans l'huile et la température, le monitoring des transformateurs de puissance vise à mieux connaitre leur état de santé, anticiper les avaries et aider au diagnostic. Les premières analyses montrent que ces informations réduisent de 50 % le nombre d'incidents graves des transformateurs et diminuent les coûts de réparations associées de 75 %. Quant à la rénovation, les décisions d'investissement pourraient être décalées de 5 à 10 ans.
- **Supervision (monitoring) des câbles des liaisons aériennes :** le diagnostic du vieillissement des câbles s'opère à la fois visuellement afin de distinguer des dégradations sur les parties externes (foudroiement, agression extérieure…) et par des robots pour déterminer l'état de dégradation à l'intérieur du câble. Selon la technologie du câble, les spécificités environnementales et l'historique des flux électriques, les différentes sollicitations sont plus ou moins contraignantes pour l'état des câbles. Ainsi le croisement de ces informations permettra de mieux appréhender le comportement de ces composants et de les exploiter de manière optimale.
- **Supervision (monitoring) de la végétation :** la télédétection par laser (ou lidar pour *« light detection and ranging »*) est une technique de mesure de la végétation fondée sur l'analyse des propriétés d'un faisceau de lumière renvoyé vers son émetteur. En équipant progressivement les hélicoptères utilisés pour les visites d'inspection, une meilleure sécurisation du réseau sera possible par la détection précise d'anomalies liées à la végétation, associée à une diminution des coûts d'entretien grâce à une prise en compte de la croissance réelle des arbres.

D'autres matériels font l'objet d'investigations portant sur l'opportunité d'une instrumentation lourde ; parmi eux les sectionneurs et les protections cathodiques[19] des liaisons souterraines.

Pour exploiter au mieux les remontées d'information issue de ces capteurs, des systèmes de supervision seront nécessaires afin de surveiller en temps réel l'état des matériels. Équipés d'un système d'information et de télécommunication adapté[20], ces centres superviseront les actions de maintenance préventive et curative spécifiques aux différents composants du réseau.

19. Système anticorrosion protégeant à ce jour 67 liaisons souterraines.
20. Voir chapitre 4 dédié à l'ossature numérique du réseau.

LEVIER N° 3 : LA MUTUALISATION DES EFFORTS D'ADAPTATION ET DE RÉNOVATION

En tenant compte des besoins d'adaptations liés à l'émergence des énergies renouvelables, des opportunités de reconfigurations du réseau sont possibles en lien avec la rénovation envisagée des infrastructures.

Ces reconfigurations devront faire l'objet d'études de zones détaillées, mais des tendances se dégagent :

- **Sur les réseaux de répartition 63/90 kV,** environ 3 % des liaisons pourraient ne pas être renouvelées, sur la base d'une modélisation prospective, en raison de l'évolution du service rendu. Initialement dimensionné pour des problématiques d'alimentation avec une exigence forte sur la qualité de service, les réseaux de répartition auront un rôle plus important dans l'évacuation des énergies renouvelables afin d'acheminer les surplus d'énergie vers d'autres territoires. En conséquence, une petite portion du réseau à rénover pourra faire l'objet de reconfigurations compatibles avec l'évolution des besoins liés à la transition énergétique.
- **Sur le réseau 225 kV,** moins de 1 % des liaisons pourrait faire l'objet d'une dépose car ce niveau de tension est plus souvent sollicité comme secours du réseau de grand transport ou pour l'alimentation de grandes agglomérations. L'analyse exploratoire de la dépose d'une infrastructure 225 kV est particulièrement complexe, car ces reconfigurations ne sont envisageables qu'avec une bonne visibilité sur l'évolution des zones dans le cadre d'études détaillées. En première approximation, les infrastructures 225 kV sont considérés renouvelées, sur la période 2021-2035.

Ce levier offre un gisement d'économie estimé à 25 M€/an sur l'horizon 2026-2035 par le biais des reconfigurations des réseaux de répartition. Au-delà de 2035, dans un contexte où le mix énergétique aura fortement évolué et où des alternatives au réseau pourraient devenir compétitives, la structure même du réseau public de transport sera un enjeu majeur. En ce sens, une étude prospective à 2050 sera réalisée dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel de RTE.

2.4 La trajectoire : un effort significatif pour « l'électricité du quotidien », et une croissance maîtrisée des budgets consacrés au renouvellement

Les différents leviers étudiés dans le SDDR conduisent à modérer les besoins de renouvellement et d'entretien du réseau. Ils correspondent à l'adoption de stratégies affinées de gestion des actifs, *via* une appréciation objectivée des risques entre le traitement des « risques critiques » et le suivi des « risques résiduels » et la mise en œuvre des solutions les plus efficaces, en phase avec les avancées technologiques.

Néanmoins, ces leviers permettent d'accompagner, et non d'annuler, la trajectoire haussière des dépenses à consacrer au renouvellement et à l'entretien du réseau. Il s'agit d'un axe fort du SDDR : les dépenses pour assurer « l'électricité du quotidien », c'est-à-dire garantir un approvisionnement de qualité, ne doivent pas être déprioritisées par rapports aux autres volets.

Le déploiement des leviers d'optimisation a un impact significatif sur les besoins d'investissement pour la rénovation des matériels de postes et de lignes et résorberait un tiers des coûts liés aux actions urgentes identifiées, sur la période 2021-2035. L'efficacité de certains leviers dépendra néanmoins fortement de la capacité de RTE à assurer l'effort de déploiement de l'ossature numérique du réseau, *via* l'instrumentation et le développement des applications nécessaires au traitement des informations récoltées. Les trois leviers d'optimisation conduisent à une économie maximale d'environ 1 Md€ pour la rénovation et l'entretien du réseau sur la période 2021-2035.

Avec le rythme actuel d'investissement, 150 ans seraient nécessaires pour rénover complètement le parc d'actifs du réseau de transport d'électricité. Compte tenu des durées de vie moyennes de ses constituants, le maintien du service rendu par le réseau nécessitera des efforts afin d'adapter le rythme d'entretien (+35 %) et de rénovation (+35 %)

Figure 2.20 Évolution des dépenses de rénovation (CAPEX) des lignes et postes électriques (hors ossature numérique) en intégrant l'effet du vieillissement naturel du patrimoine, les actions urgentes et les leviers de sobriété

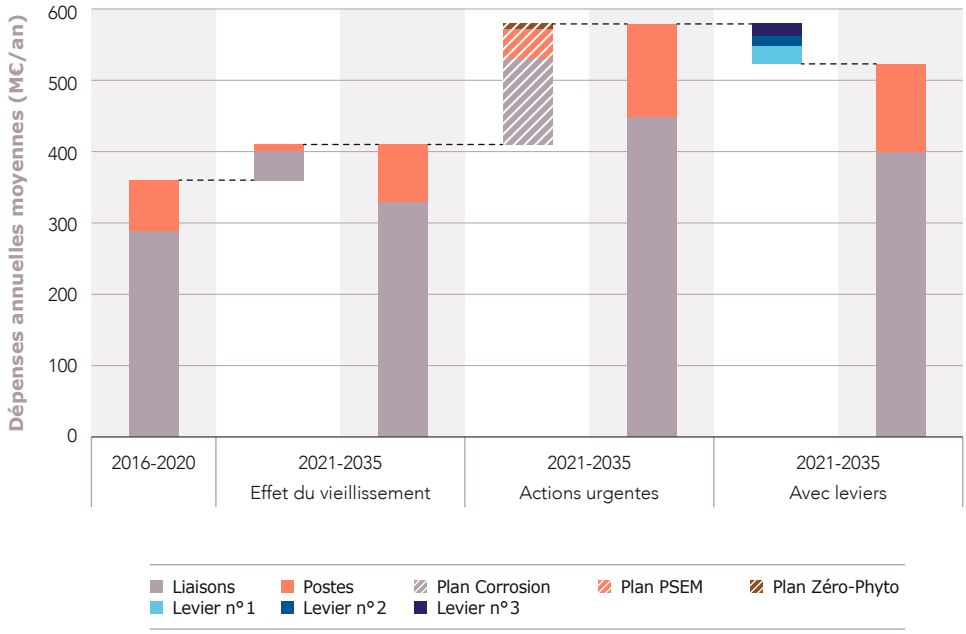
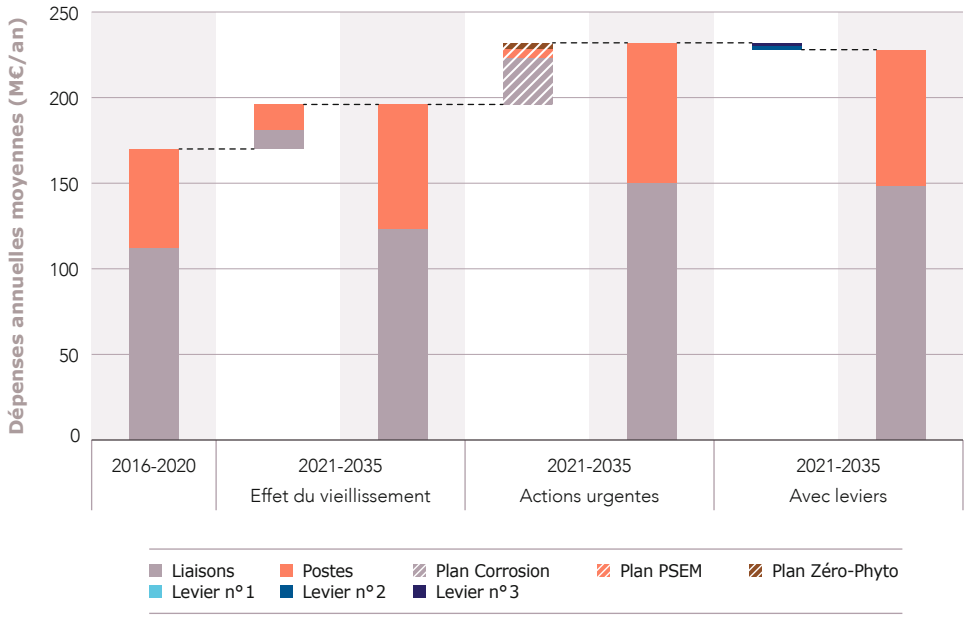
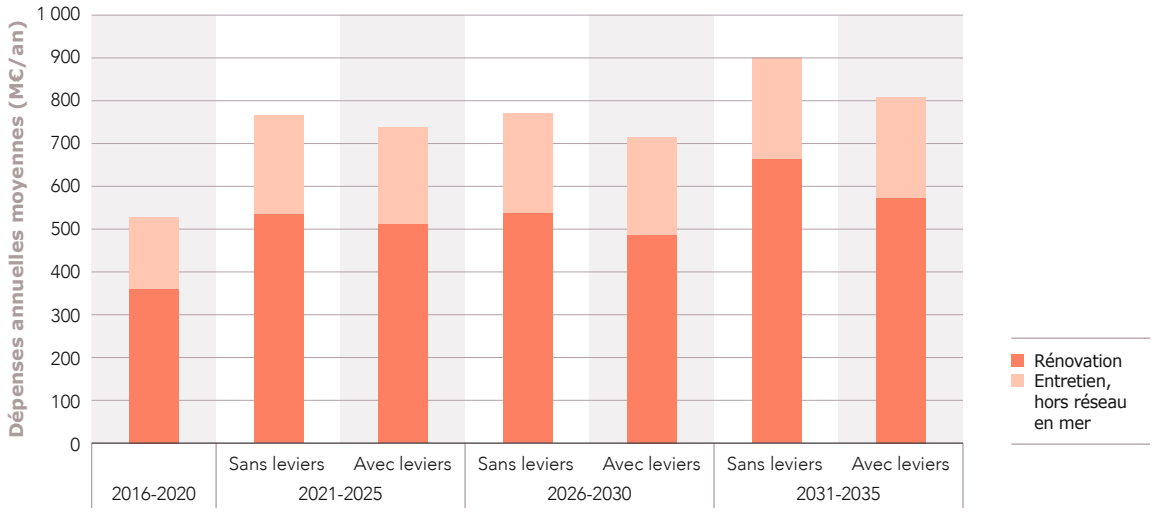


Figure 2.21 Évolution des dépenses d'entretien (OPEX) des lignes et postes électriques (hors réseau en mer) en intégrant l'effet du vieillissement naturel du patrimoine, les actions urgentes et les leviers de sobriété



du réseau, à son vieillissement effectif. En activant efficacement de nouveaux leviers de sobriété, une maîtrise des dépenses sera possible à moyen et long termes mais une croissance des investissements de rénovation et d'entretien du réseau reste à consentir après 2030. Ces leviers favoriseront néanmoins un lissage de l'effort d'investissements sur les infrastructures du réseau tout en accélérant la démarche de renouvellement engagée afin de réduire la période de rénovation complète du réseau de 150 à 100 ans.

Figure 2.22 Évolution des dépenses dévolues à l'entretien (hors réseau en mer) et à la rénovation des liaisons et postes du réseau (hors ossature numérique) – synthèse par périodes de 5 ans





3

LES ADAPTATIONS

3. LES ADAPTATIONS :
DES ÉVOLUTIONS STRUCTURANTES SUR LE RÉSEAU À PARTIR DE 50 GW D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

SYNTHÈSE

Pendant des années, le réseau a évolué au même rythme que l'augmentation de la consommation. Ceci n'est plus le cas : c'est aujourd'hui l'évolution du mix de production qui constitue le principal inducteur des évolutions du réseau. Le SDDR 2019 décline ces principes :

1) Le réseau actuel est suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans. Sauf exception locale liée à un dynamisme spécifique de la consommation électrique, RTE ne prévoit pas d'adaptation pour des questions de consommation d'électricité.
2) La carte du réseau de transport d'électricité n'a, en revanche, pas fondamentalement évolué depuis les années 1990 et l'achèvement du programme électronucléaire. Il n'est pas en mesure d'accueillir, sans adaptations structurelles, le mix de la PPE à l'horizon 2035 (multiplication par 5 des capacités éoliennes et solaire en 15 ans, fermeture de 12 réacteurs nucléaires en plus des deux de Fessenheim, fermeture des centrales au charbon). La transformation du mix confrontera donc le réseau électrique existant à ses limites sur la période du SDDR, probablement entre 2025 et 2030.

Les scénarios d'adaptation ont fait l'objet de nombreux travaux de simulations, inédits dans leur ampleur. Ces travaux montrent que les besoins seront très largement déterminés par le rythme effectif de développement des énergies renouvelables. Malgré la forte variabilité des résultats selon les variantes – localisation précise des EnR et géographie de l'évolution du parc nucléaire, pondération entre filières renouvelables –, des permanences sont identifiées.

Jusqu'à environ 50 GW de capacités installées pour l'éolien et le solaire (doublement par rapport à aujourd'hui), des adaptations « à la marge » sont possibles.

- À court terme, l'infrastructure actuelle peut faire face encore pendant quelques années à l'arrivée de nouvelles installations de productions renouvelables sans nécessiter d'adaptation majeure sur le réseau (hors raccordement, des postes source en particulier). Ceci nécessite néanmoins de pousser plus loin l'optimisation des lignes actuelles, *via* l'utilisation de solutions « *smart grids* » et l'acceptation du principe du « dimensionnement optimal ».
- Le principe de dimensionnement optimal du réseau consiste à accepter des écrêtements ponctuels de la production installée, notamment EnR dans les zones de forte production renouvelable, afin d'éviter de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année. Compte tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables, le volume écrêté ne serait que de 0,3% à l'horizon 2035, pour des économies considérables (7 milliards d'euros pour la collectivité sur quinze ans, soit une division par deux des investissements nécessaires sur l'adaptation des réseaux hors raccordement). Cela induira en contrepartie une croissance des coûts de *redispatching* au cours des prochaines années. Les producteurs EnR concernés par l'écrêtement seraient compensés par RTE et ne subiraient aucune perte de revenus.
- Ce principe nécessite la mise en place d'une stratégie industrielle spécifique et exigeante, dont les principes sont décrits dans le SDDR, qui conduira à renforcer l'ossature numérique et à déployer un millier d'automates au cours des 15 prochaines années. Cette stratégie est une condition nécessaire pour parvenir à repousser les limites de l'infrastructure actuelle.
- Dans le cas où ces principes sont pleinement en vigueur, les économies sont importantes,

notamment sur les cinq prochaines années : les budgets consacrés à l'adaptation du réseau (hors raccordement) pourraient être diminués de moitié par rapport au niveau constaté en moyenne au cours des cinq dernières années.

- Malgré ces leviers d'économie sur le réseau amont, le développement d'un nombre important d'ouvrages dédiés au raccordement reste nécessaire pour évacuer les EnR sur le réseau d'électricité et répondre aux nouvelles ambitions régionales de développement EnR, en particulier la création de nouveaux postes source avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour accueillir la production se raccordant sur leur réseau. Cela se traduira, lors des révisions des S3REnR, par des besoins de création de réseau (notamment, des nouveaux postes source) en hausse dans les zones où la capacité d'accueil des postes électriques existants est saturée.

Au-delà du seuil de 50 GW (atteint entre 2025 et 2030 dans les scénarios de la PPE et du Bilan prévisionnel), des adaptations structurelles sont nécessaires sur le réseau de transport d'électricité.

- Ce besoin est attesté dans tous les scénarios, de manière à faire face aux nouveaux flux induits. Ces évolutions devront entrer en service entre 2025 et 2030 : elles doivent se préparer dès aujourd'hui. Cette préparation implique de disposer du maximum d'éléments sur les zones futures d'implantation des prochains moyens de production (renouvelables et, éventuellement, nucléaire) afin de restreindre graduellement le champ des possibles.
- Le rythme d'adaptation du réseau deviendrait alors significativement supérieur à celui d'aujourd'hui, mais demeurerait inférieur à celui des années 1980-1990. Au cours des dernières années, RTE n'a pas mené de projets structurants pour l'évolution du réseau de grand transport.
- Certaines zones (Massif central - centre, façade atlantique, Rhône - Bourgogne, Normandie - Manche - Paris) sont en particulier identifiées comme présentant des fragilités dans plusieurs cas de figure. Dans ces zones, les adaptations structurantes du réseau ne pourront pas être systématiquement repoussées.
- Les solutions « réseau » précises ne sont pas présentées dans le SDDR. Elles nécessitent des approfondissements spécifiques, et dépendent de nombreux facteurs (géographie précise des renouvelables et du nucléaire) dont certains demeurent inconnus. Vu les délais de mise en service de nouveaux ouvrages réseaux, ceci appelle à une planification de long terme impliquant l'État et les producteurs.

Ces adaptations de réseau constituent un prérequis pour l'intégration à grande échelle des EnR en France. Elles doivent donc s'inscrire dans une vision globale de la transformation du système électrique. Pour accompagner leur développement au-delà des principes de bonne concertation (voir aussi volet *Environnement)*, RTE propose trois principes :

1) Pour les réseaux HTB1 (63-90 kV), le SDDR institue un principe par défaut : la construction en souterrain pour tous les ouvrages neufs, sauf impossibilité technique, environnementale ou économique (la rentabilité vue de la collectivité sera systématiquement vérifiée).
2) Pour les réseaux HTB2 (225 kV), la construction en souterrain est privilégiée dans les zones urbaines et fait partie des stratégies envisagées dans les zones rurales. Toutes les incidences techniques, environnementales et économiques seront évaluées au cas par cas sur chaque projet afin de favoriser la stratégie présentant le meilleur compromis pour la collectivité. Globalement, la mise en souterrain de ces liaisons électriques induit un surcoût de l'ordre 40 %.
3) Pour le réseau de grand transport HTB3 (400 kV), la technologie aérienne, de loin la plus performante sur le plan économique, est considérée parmi les stratégies de référence. Néanmoins, des stratégies alternatives seront également envisagées comme la réutilisation des couloirs existants ou l'utilisation de la technologie souterraine, même si cette dernière pourrait être jusqu'à dix fois plus coûteuse.

Il revient à la collectivité d'arbitrer entre ces objectifs de nature différente (minimiser le coût du réseau ou maximiser son insertion dans les territoires). Les avis de la CRE, de l'AE et du Ministre sur le SDDR doivent permettre de rechercher cet arbitrage.

Dans le scénario de référence qui reprend les ambitions du projet de PPE et suppose un dimensionnement optimal du réseau, l'effort d'adaptation du réseau représente de l'ordre de 13 Md€ sur 15 ans (8 Md€ pour l'adaptation du réseau amont et 5 Md€ pour le raccordement).

3.1 La PPE conduit à développer de nouvelles sources de production et de nouveaux usages qui devront être raccordés au réseau

L'analyse de l'adaptation nécessaire des réseaux pour prendre en compte l'évolution du contexte énergétique conduit, en premier lieu, à examiner les enjeux relatifs au raccordement. L'installation d'un nouveau producteur, d'un consommateur ou d'un nouveau poste pour un gestionnaire de réseau de distribution nécessite en effet la création d'une liaison électrique vers le réseau – en fonction de la puissance de l'installation, cette liaison sera installée sur le réseau public de transport ou les réseaux publics de distribution.

Le raccordement (discuté dans le présent paragraphe 3.1) doit être distingué de l'adaptation du cœur du réseau (voir paragraphe 3.2). Ses modes de financement sont notamment différents : alors que le financement d'une grande part des adaptations de réseau repose sur le consommateur d'électricité par le biais du TURPE, le coût du raccordement est facturé en partie (consommateur) ou en totalité (producteur hors cas spécifique) au demandeur et n'est donc pas porté par le TURPE[1]. Des cas de figure spécifiques existent, notamment pour l'éolien en mer, dont le coût est entièrement couvert par RTE depuis les récentes modifications législatives (voir chapitre 6). Pour le raccordement des postes source des gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que pour les adaptations du réseau associées au développement des EnR et donnant lieu à la création de nouveaux ouvrages, les coûts sont mutualisés et sont pris en charge par les producteurs EnR *via* le paiement d'une quote-part régionalisée, dans le cadre des S3REnR (voir figure 3.5).

La procédure de raccordement est aujourd'hui très codifiée. Elle s'effectue à l'initiative du demandeur : l'expression d'un besoin d'accès au réseau public de transport (par un producteur, un consommateur ou un distributeur) se traduit par la formalisation par RTE d'une proposition technique et financière (PTF), qui joue le rôle d'un devis. Elle peut conduire à des délais, qui dépendent du volume de projets déjà en développement et varient selon les zones géographiques : la capacité d'accueil du réseau – et notamment son renforcement amont – joue donc un rôle prépondérant. Les méthodes d'élaboration de la PTF sont cadrées par différents textes de niveau réglementaire, validés par la CRE ou le Ministre selon les cas.

Le choix de la structure du raccordement dépend des exigences de qualité de service et de coût souhaitées par le demandeur. L'approche client mise en place par RTE depuis de nombreuses années vise à instaurer un dialogue fluide avec le demandeur durant cette phase cruciale. Après acceptation de la PTF, les travaux sont programmés pour la construction de la liaison de raccordement avec l'installation de production, le site industriel ou le poste source de distribution. La politique de RTE consiste à déterminer de manière concertée les modalités de réalisation des travaux afin de synchroniser la date de mise en service de la liaison de raccordement et celle du nouveau site à raccorder. Cet enjeu de délai est particulièrement prégnant dans le cadre du raccordement des installations de production renouvelable et des nouveaux postes source qui les accueillent sur les réseaux de distribution, dont le développement est souvent plus rapide que le délai nécessaire pour la réalisation des infrastructures sur le réseau public de transport.

Les enjeux sur le raccordement interviennent aujourd'hui à deux niveaux distincts. S'agissant des consommateurs, malgré une tendance à la stagnation de la consommation, des besoins existent selon les filières industrielles ou les zones géographiques. S'agissant des producteurs, les prochaines années seront marquées par une augmentation très nette du rythme de raccordement sur les réseaux de distribution comme sur le réseau de transport, principalement pour la production renouvelable.

1. Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)

Le raccordement des consommateurs : des besoins spécifiques pour certains nouveaux usages

La consommation d'électricité est stable depuis plusieurs années en France. Dans le cadre de ses prévisions de consommations actualisées chaque année dans le cadre du Bilan prévisionnel, RTE a récemment montré que les perspectives étaient stables ou légèrement baissières à moyen terme.

Cette tendance masque d'importantes disparités géographiques. Schématiquement, des zones où la consommation d'électricité continue de croître (métropoles, avec de nombreux usages tertiaires) cohabitent avec des régions où une décrue régulière est amorcée. Le dynamisme de certaines grandes métropoles françaises nécessite ainsi de raccorder des nouveaux postes de distribution pour l'alimentation des consommateurs malgré la tendance nationale de stagnation de la consommation.

De plus, il existe toujours des demandes de raccordement de nouveaux sites sur les réseaux, et notamment sur le réseau public de transport, qui doivent être satisfaites. RTE s'inscrit dans une démarche proactive avec l'écosystème des acteurs engagés sur les territoires – collectivités territoriales, agences de développement économique, aménageurs – afin d'anticiper les besoins et le raccordement des prospects économiques potentiels.

- À titre d'illustration, RTE a développé un partenariat avec la filière numérique afin de faciliter l'accueil de nouveaux centres de stockage de données *(data centers)* et d'identifier leurs besoins spécifiques. Ces installations constituent un secteur en forte croissance – le principal dans le domaine tertiaire – et requièrent souvent une puissance importante pouvant nécessiter des raccordements à haute tension. À l'heure où de nouveaux investissements sont prévus sur la scène internationale, tirés par le développement de l'externalisation informatique et du cloud, le réseau de transport d'électricité français est un lieu naturel pour l'accueil de ces installations, du fait d'un prix de l'électricité compétitif au niveau européen et d'une excellente qualité de l'électricité livrée. Ainsi, il est prévu que le nombre de serveurs augmente de 3 à 8% par an. L'augmentation de la consommation électrique de cet usage devrait être contenue entre 2 et 4% par an grâce aux gains importants attendus en termes d'efficacité énergétique, pour atteindre environ 7 TWh à l'horizon 2035. Cela correspond à une puissance cumulée de 750 MW rien que pour les *data centers* en colocation, qui représentent environ un tiers du traitement des données.
- Dans cette même démarche d'échanges, des consommateurs industriels (par exemple dans le secteur de la chimie, de la parachimie, de la production d'acier, d'aluminium…) expriment le souhait, soit de créer de nouvelles implantations, soit de renforcer leur raccordement au réseau afin de sécuriser ou renforcer l'alimentation de leur process industriel. Les demandes collectées à ce jour concernent une trentaine d'affaires et représentent plus de 1 200 MW.

Par ailleurs, les politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre induisent des transferts d'usages vers l'électricité comme énergie finale (par exemple pour la mobilité ou le chauffage) ou pour la production de certains vecteurs (comme l'hydrogène). Ces évolutions, soutenues et planifiées par les pouvoirs publics, font l'objet de trois monographies spécifiques au titre des compléments au Bilan prévisionnel de RTE, et sont publiées (mobilité électrique) ou en cours de finalisation (hydrogène, chauffage). Elles induisent également des besoins de raccordement sur les réseaux électriques.

- **Le développement de la mobilité électrique est amené à modifier en profondeur le fonctionnement du système électrique.** L'étude détaillée publiée le 15 mai 2019, comprend une analyse de scénarios de développement massif du véhicule électrique, en détaillant leurs conséquences techniques, économiques, et environnementales[2]. Cinq scénarios ont été établis à cette occasion, après concertation d'un grand nombre d'acteurs. Cette étude ne porte pas sur les aspects réseaux, qui font l'objet d'études spécifiques dans le cadre du SDDR ou d'analyses conjointes avec Enedis.
  À titre très majoritaire, la problématique de raccordement liée au développement du véhicule électrique concerne les réseaux de distribution. À titre secondaire, elle implique le réseau public de transport, à la fois (1) pour un éventuel raccordement direct de points de recharge ultra-rapide sur des stations-services sur autoroutes,

2. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, mai 2019

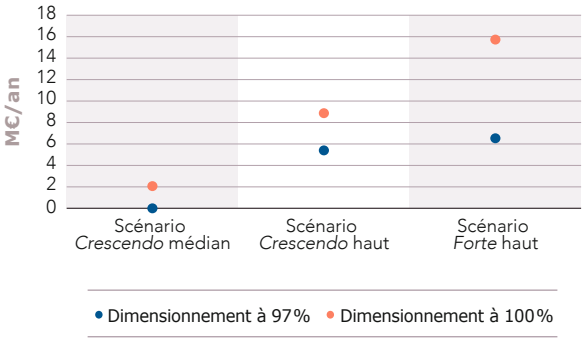
Raccordement des stations-service

L'intégration massive des véhicules électriques dans le parc automobile dans les prochaines années exige la construction des infrastructures de recharge (IRVE) adaptées. Des estimations visant à fournir de premiers ordres de grandeur du coût de déploiement d'IRVE spécifiques à la mobilité longue distance sur le réseau de transport ont été réalisées pour le SDDR. Elles tendent, en l'état des connaissances sur les modèles et des perspectives d'évolution, à montrer que l'impact sur le réseau de transport serait de second ordre.

- Trois variantes concernant le développement de la mobilité électrique pour les déplacements longue distance issues du rapport sur l'électromobilité publié par RTE en mai 2019[3] :
  - Scénario « Forte haut » : 15,6 millions de VE dont 22 % de VHR, utilisés pour les déplacements longue distance dans les mêmes proportions que les véhicules thermiques.
  - Scénario « Crescendo haut » : 15,6 millions de VE dont 22 % de VHR, supposés moins utilisés pour les déplacements longue distance que les véhicules thermiques (-40 %).
  - Scénario « Crescendo médian » : 11,7 millions de VE dont 40 % de VHR, considérés moins utilisés pour les déplacements longue distance que les véhicules thermiques (-40 %).
- Les besoins de puissance « nationaux » sont supposés se répartir sur chaque aire de service d'autoroute sur la base d'une clé de répartition correspondant au trafic annuel sur les sections d'autoroute, sans considération d'une temporalité différenciée des appels de puissance sur les différentes sections (par exemple, besoins plus marqués en été sur la vallée du Rhône et plus marqués en hiver dans les Alpes). Cette hypothèse conduit potentiellement à une sous-estimation de la puissance totale à raccorder.
- Les raccordements s'effectuent « en une fois » afin de répondre directement aux besoins projetés à l'horizon 2035, avec un unique point de livraison, systématiquement sur le réseau de distribution.
- Deux variantes sur le niveau de couverture du besoin de recharge :
  - un dimensionnement « à 100 % », au niveau du pic de demande de mobilité.
  - un dimensionnement « à 97,5% » – la demande de recharge sur autoroute n'est alors pas satisfaite 2,5% du temps, ce qui signifie que sur certaines périodes une adaptation des comportements serait nécessaire.

Les variantes considérées font apparaître un besoin contrasté pour les coûts de raccordement pour le réseau de transport, qui s'établissent entre 0 et 16 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035. Ces coûts intègrent uniquement les travaux d'extension du réseau de transport (investissements de RTE pour la création de postes source et leur raccordement au réseau existant) et n'intègrent donc pas le renforcement éventuel du réseau existant amont.

Figure 3.1 Investissements moyens sur la période 2021-2035 pour le raccordement des stations-service



Ces premiers éléments doivent être considérés avec précaution compte tenu des hypothèses considérées, et nécessitent de se baser sur des hypothèses plus précises. RTE et Enedis ont lancé des travaux communs pour approfondir ces estimations et dresser une vision globale des besoins de raccordement, à la fois pour le réseau de transport et de distribution. Ces travaux seront restitués à l'horizon début 2020 sous la forme d'un rapport commun.

3. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, mai 2019

et (2) pour la création de postes source vers les réseaux de distribution concernés.
Ainsi, à l'horizon 2035, le scénario *Volt* (7 millions de VE) ne nécessite pas d'extension du réseau de transport. Les scénarios PPE et *Ampère* (respectivement 15,6 et 14,1 millions de VE) conduisent quant à eux à des coûts de raccordement supplémentaires de l'ordre de 10 M€/an *via* la création de poste source, en lien avec l'émergence de l'électromobilité.

- **La SNBC dresse également une perspective de développement de la production d'hydrogène par électrolyse,** afin de progressivement remplacer l'hydrogène produit aujourd'hui par vaporéformage du méthane (processus émetteur de CO_2). Elle retient ainsi une cible de l'ordre de 30 TWh d'hydrogène d'ici 2035, ce qui correspond à l'installation une puissance de l'ordre de 7 GW d'électrolyseur. Le *Plan hydrogène* publié par le ministre de l'énergie en juin 2018 contient une feuille de route pour y parvenir. Celle-ci se traduit par RTE par des analyses technico-économiques en cours (et qui donneront lieu à un rapport à l'automne 2019).
  Les électrolyseurs représentent des installations de puissance importante qui se raccordent sur le réseau de transport. À court terme, deux projets de raccordement pour une puissance totale de 500 MW, sont recensés sur les zones de Dunkerque et du Havre. Ces projets devraient permettre de démarrer la production d'hydrogène par électrolyse en France à l'horizon 2023.
  Les investissements sur le réseau de transport pour parvenir à l'objectif de la SNBC sur le volet hydrogène sont estimés à environ 15 M€/an en moyenne.
- **La SNBC indique également une perspective d'augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage.** Cette perspective ne se traduit pas, au niveau du réseau de transport, par des raccordements. Elle conduit, toutes choses étant égales par ailleurs, à une dynamique haussière sur la consommation d'électricité, essentiellement dans les zones d'habitat résidentiel. Cette dynamique est intégrée à la PPE (les trajectoires de consommation utilisées dans les scénarios *Volt* et *Ampère* sont en revanche antérieures à la publication du projet de SNBC).
  RTE publiera, au cours des prochains mois, les travaux engagés également sur ce sujet, qui porteront sur les volets production et consommation d'électricité.

Les investissements pour le raccordement des consommateurs (directement sur le réseau de transport ou *via* le réseau de distribution d'électricité) devraient *in fine* augmenter légèrement, passant de 70 M€/an avec la tendance actuelle à environ 90 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035.

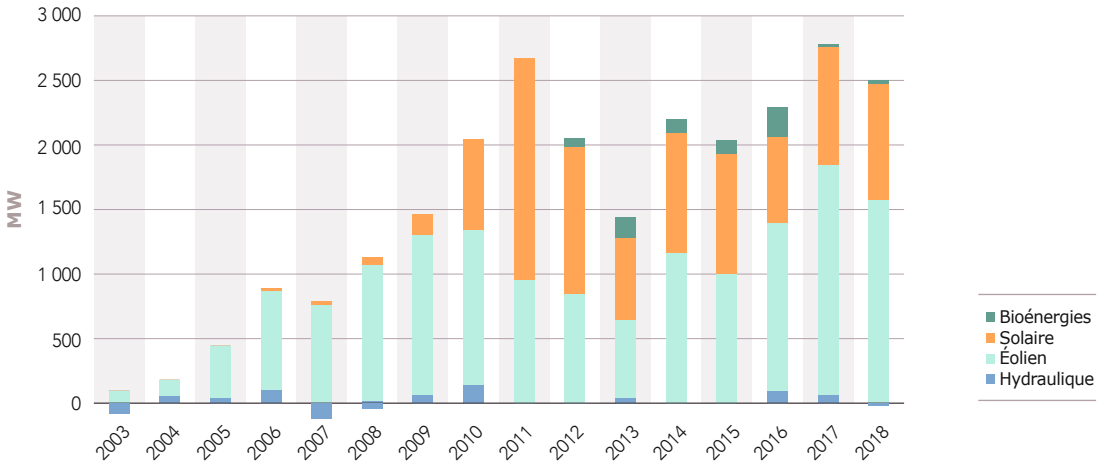
Le raccordement des nouvelles installations de production : une tendance marquée à la hausse dans laquelle s'inscriront les révisions des prochains S3REnR

Aujourd'hui, en France, plus de 90 % de la puissance hydraulique est raccordée sur le réseau de transport (soit près de 23,6 GW, représentant 61,9 TWh de production en 2018). Ce taux passe à moins de 10 % pour les autres filières EnR terrestres (éolien, photovoltaïque et bioénergies), la majorité étant raccordée sur les réseaux de distribution (2,5 GW, pour une production en 2018 de 5,9 TWh).

La puissance des EnR terrestres à raccorder par an est relativement stable depuis le début des années 2010 et oscille autour de 2 GW par an, très largement pour l'éolien terrestre et le solaire. Ce rythme est amené à augmenter de manière très significative : la trajectoire de la PPE nécessite d'atteindre près de 6 GW/an pour ces deux énergies, et environ 1 GW/an pour l'éolien en mer. Le volume de projets en développement a globalement tendance à augmenter ces derniers mois, ce qui représente un enjeu important pour leur intégration sur le réseau.

Depuis 2011, cette intégration est programmée par le biais de *schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* (S3REnR). La loi a confié à RTE la responsabilité d'élaborer ces documents, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, sur la base d'une capacité globale fixée par l'autorité administrative compétente de l'État. Les S3REnR sont validés par les préfets, après avis du conseil régional, des autorités organisatrices de la distribution concernées et des organisations professionnelles de producteurs d'électricité. La première génération de S3REnR a été établie entre 2012 et 2016 au périmètre des anciennes régions administratives. Ensemble, ces 21 schémas ont permis de planifier la mise à disposition de 27,6 GW de capacité d'accueil (hors révision des schémas ex-Picardie et ex-Nord-Pas-de-Calais) sur les réseaux publics d'électricité, en programmant à l'avance les adaptations des réseaux nécessaires à

Figure 3.2 Puissance EnR raccordée par an en France depuis 2003



partir d'une vision globale des gisements à accueillir :

- La cible est définie pour chaque région, à l'origine par l'intermédiaire du schéma régional climat, air et énergie (SRCAE) au périmètre des anciennes régions administratives, et à compter de 2019, en tenant compte du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), de la PPE et de la dynamique de développement régional, au périmètre des nouvelles régions administratives. Dans plusieurs régions, comme les Hauts-de-France, la Nouvelle-Aquitaine et le Grand Est, cette révision est déjà engagée car les capacités réservées dans les schémas initiaux ont déjà été totalement (ou quasi totalement) affectées aux projets EnR.
- Les coûts de création des nouveaux ouvrages sont mutualisés entre tous les producteurs se raccordant dans le cadre d'un schéma donné. Ils leurs sont facturés *via* une «quote-part» qui traduit les évolutions nécessaires du réseau (plus le réseau de la zone est saturé, plus la quote-part est élevée).

Figure 3.3 Capacités réservées par région

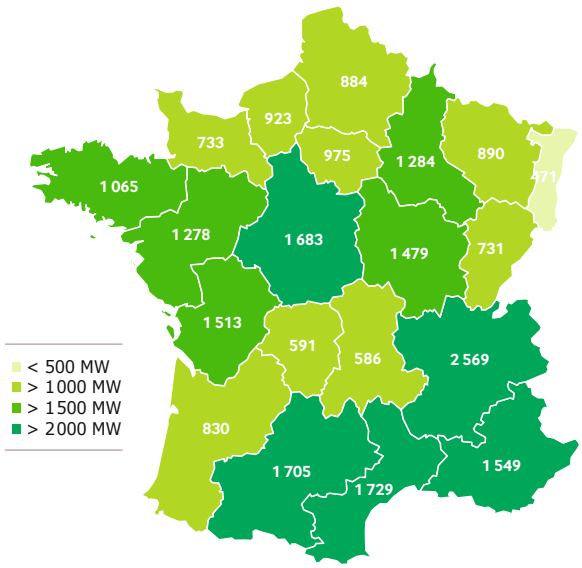


Figure 3.4 Affectation des capacités réservées à fin mai 2019

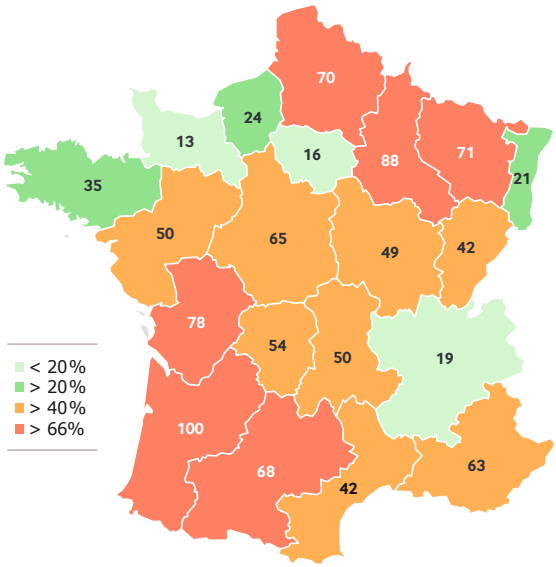
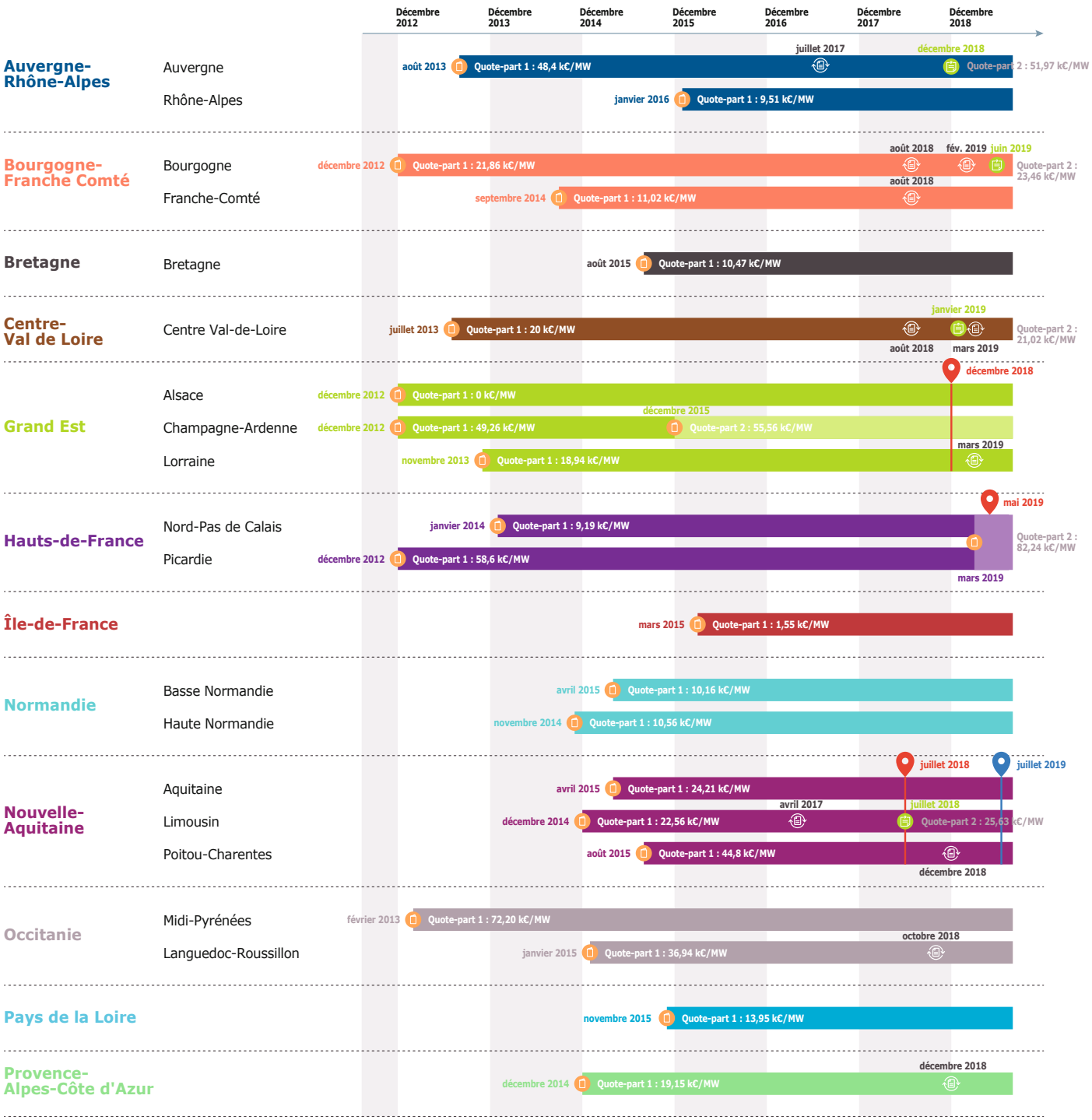


Figure 3.5 État d'avancement des S3REnR et évolution des quotes-parts



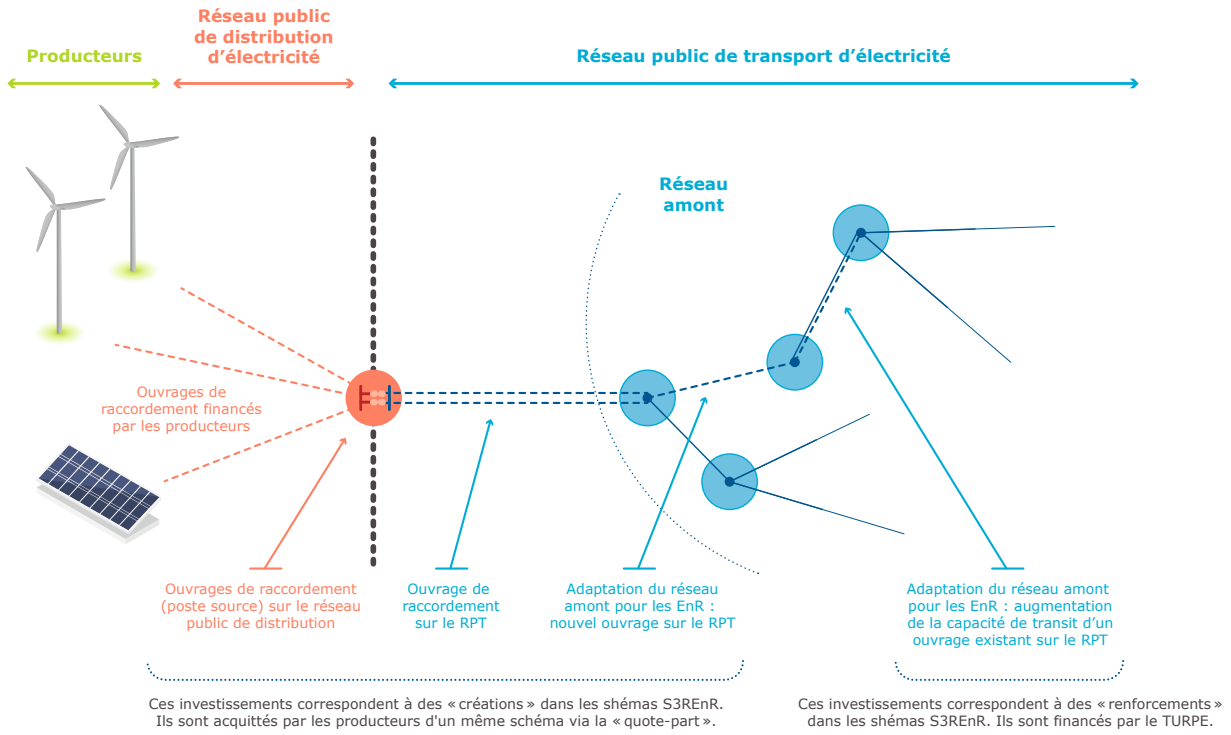
En décembre 2018, près de 11,7 GW d'installations EnR ont déjà été mis en service ou sont en cours de développement dans ce cadre, grâce aux possibilités d'accueil qui existaient déjà sur les réseaux et aux travaux engagés par les gestionnaires de réseau. La capacité réservée n'est donc pas totalement utilisée à ce jour. Des disparités géographiques importantes existent : certains schémas sont saturés (Aquitaine) ou proches de la saturation (Champagne-Ardenne, Poitou-Charentes, Lorraine et Hauts-de-France) tandis que d'autres sont moins dynamiques (Bretagne, Normandie, Alsace…).

La programmation des adaptations à apporter aux réseaux *via* les S3REnR a également pour objectif de réduire les délais de raccordement, en anticipant les phases d'études et de concertation nécessaires dès l'approbation du schéma. La réalisation des travaux prévus dans un S3REnR est conditionnée à l'atteinte d'un « seuil de déclenchement », correspondant à un volume minimal de projets en développement dans la zone des travaux, afin de réduire le risque de réaliser des adaptations de réseau qui seraient finalement inutiles en l'absence de projets EnR.

Les infrastructures de réseau à créer ou à renforcer pour accueillir les EnR sont de différentes natures :

- les ouvrages de raccordement propres du producteur pour raccorder le (ou les) parc(s) sur le réseau de distribution ou directement sur le réseau de transport (les nouvelles installations de production éoliennes peuvent présenter une puissance installée importante[4] compatible avec les prescriptions techniques de raccordement sur le réseau de transport) : ces dépenses, non mutualisées, sont acquittées directement par chaque producteur ;
- les ouvrages de raccordement sur le réseau de distribution (postes, transformateurs ou autres matériels de poste à créer pour le raccordement) : ces investissements sont mutualisés et intégrés à la quote-part acquittée par tous les producteurs de la même région ;
- les ouvrages de raccordement sur le réseau de transport, y compris le raccordement des postes source (liaison, poste ou transformateurs à créer

Figure 3.6 Infrastructures nécessaires pour le raccordement des énergies renouvelables au réseau



4. Depuis 2015, le plafond réglementaire de 12 MW pour bénéficier des tarifs d'obligation d'achat a disparu.

pour raccorder les EnR directement ou *via* le réseau de distribution) : ces investissements sont mutualisés, listés dans les schémas S3REnR et intégrés à la quote-part à acquitter par les producteurs ;

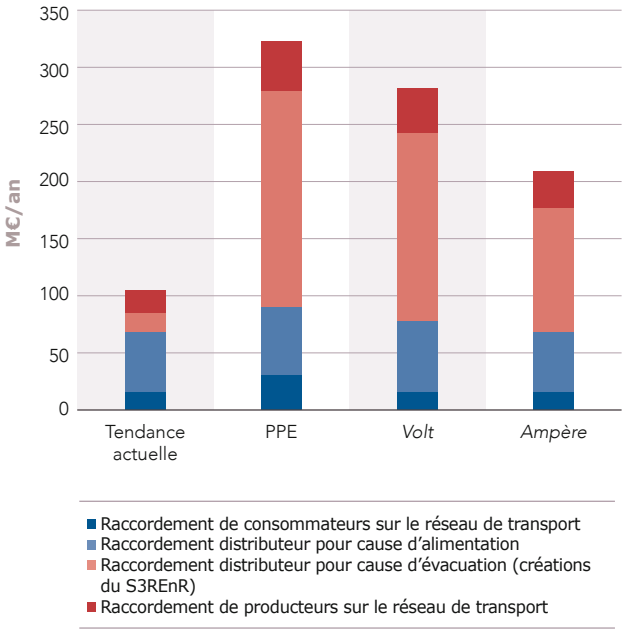
- les ouvrages à adapter sur le réseau de transport (la liaison à créer ou à renforcer pour adapter le réseau amont) : ces investissements sont mutualisés, listés dans les schémas S3REnR. Seuls les investissements correspondant à une création font partie de la quote-part facturée aux producteurs, tandis que les investissements de renforcement du réseau sont financés à travers le TURPE.

L'éolien en mer est régi par un dispositif spécifique (mutualisation du coût du raccordement *via* le TURPE depuis les lois hydrocarbure du 30 décembre 2017 et ESSOC du 10 août 2018). Un chapitre entier y est consacré dans le SDDR (voir chapitre 6).

Concernant l'hydraulique, au-delà des petites installations, dont le raccordement est régi par les mêmes règles que l'éolien ou le solaire, le renouvellement des concessions existantes soulève également un enjeu de raccordement en cas d'augmentation de puissance. En l'état actuel du droit, le renouvellement des concessions doit en effet faire l'objet d'une procédure concurrentielle, au cours de laquelle des modifications techniques peuvent être apportées à l'installation. Les textes prévoient que, avant toute demande de raccordement, une procédure d'octroi soit réalisée par les pouvoirs publics, afin de sélectionner le candidat pour l'exploitation future de la concession hydraulique. RTE intervient en amont de la publication de l'avis de concession, afin de mettre à disposition de tous les candidats les conditions techniques et financières du raccordement selon différents scénarios d'augmentation de puissance, puis répond à la demande de raccordement, une fois le candidat retenu. Dans l'attente de clarifications sur le régime effectif de renouvellement des concessions et de l'issue du contentieux entre l'État et la Commission européenne, les nouveaux besoins de raccordement associés ne sont pas estimés dans ce SDDR.

L'évolution prévisionnelle de l'ensemble des coûts de raccordement des installations de production est directement corrélée à la dynamique de développement ou de renouvellement des filières renouvelables. Ces coûts devraient être multipliés par six sur la période 2021-2035 dans le scénario de la PPE (de l'ordre de 230 M€/an, contre 37 M€/an aujourd'hui) avec notamment des besoins importants de raccordement de postes source lié au développement accéléré de la production EnR sur le réseau de distribution. Ces coûts tiennent compte de l'ensemble des ouvrages de raccordement spécifiquement créés sur le réseau de RTE (raccordement avec le distributeur par la création de postes source ou directement avec le producteur le cas échéant), et sont comptabilisés comme « création » dans les schémas S3REnR.

Figure 3.7 Investissements pour le raccordement des producteurs, consommateurs et distributeurs sur le réseau de transport sur la période 2021-2035 pour les scénarios PPE, *Ampère* et *Volt*



Les ouvrages de raccordement au réseau ne sont généralement pas suffisants pour évacuer de manière optimale la production renouvelable jusqu'aux zones de consommation, car des contraintes peuvent apparaître sur le réseau amont. Des adaptations sont donc nécessaires sur ce réseau amont afin d'éviter les congestions et optimiser l'évacuation de la production. Ces adaptations peuvent se traduire par la création de nouveaux ouvrages ou le renforcement des ouvrages existants, et sont également répertoriés dans les schémas S3REnR. Une vision prospective des investissements d'adaptations (hors ouvrages de raccordement) est proposée ci-après.

3.2 La transformation du mix de production électrique rend nécessaire une adaptation du réseau amont au cours des 15 prochaines années

À moyen terme, il n'est pas nécessaire de développer le réseau pour accueillir davantage de consommation d'électricité

Le déterminant principal du développement des réseaux électriques a longtemps été l'augmentation continue, et régulière, de la consommation d'électricité. Au cours de la décennie 2000-2010 encore, la consommation d'électricité en France a augmenté de 1,4 % par an, avec une croissance deux fois plus rapide de la pointe électrique liée à un marché du chauffage électrique très dynamique. Dans ces circonstances, et alors que le parc de production était relativement stable, l'essentiel des besoins d'adaptations du réseau visaient à garantir une alimentation très fiable des consommateurs, à la fois pour les industriels raccordés directement au réseau public de transport et pour les particuliers et professionnels *via* les réseaux de distribution.

Cette politique a conduit à établir un réseau bien maillé, très peu congestionné, passant d'environ 15 M€/an de surcoûts de congestion dans les années 2000 à un niveau oscillant entre 5 M€/an et 10 M€/an depuis 2015. De plus, elle a permis d'atteindre un très bon niveau de qualité de l'électricité, avec un temps de coupure équivalent de 2 minutes et 59 secondes – hors événements exceptionnels – atteint en 2018, sachant que cet indicateur oscille entre 2 et 6 minutes depuis les années 2000.

Depuis 2010, la consommation d'électricité s'est stabilisée, dans un contexte de moindre croissance économique, d'évolution de la structure du PIB en France, et de progrès dans l'efficacité énergétique de certains appareils. Cette inflexion est analysée dans le Bilan prévisionnel et le bilan électrique publiés par RTE au titre du Code de l'énergie. Selon ces analyses qui font l'objet d'une large concertation et sont réactualisées chaque année, cette tendance pourrait se prolonger, voire s'infléchir légèrement. Les trajectoires de référence établies dans ce cadre par RTE font ainsi état d'une tendance stable ou en légère diminution pour la consommation électrique au cours des prochaines années. Le projet de PPE repose, pour sa part, sur une hypothèse de stabilité globale de la consommation d'électricité finale sur 10-15 ans, et sur un léger surcroît de consommation électrique pour assurer le développement progressif de la production d'hydrogène décarboné.

À terme, la consommation d'électricité devrait être amenée à croître, dans le cadre d'une politique générale de réduction drastique des émissions des effets de serre pour atteindre la neutralité carbone. Cette inflexion haussière ne devrait pas se matérialiser dans des proportions sensibles avant 2030.

Ces éléments définissent le cadrage général retenu pour élaborer le SDDR. RTE a modélisé l'évolution du réseau en se basant sur les trajectoires *Volt* et *Ampère* du Bilan prévisionnel 2017 ainsi que sur la trajectoire de la PPE, un peu plus élevée pour permettre une électrification plus importante du secteur de l'industrie. Une variante (consommation forte) a également été testée de manière à vérifier la robustesse des conclusions.

Cette analyse permet de conclure que le réseau actuel est aujourd'hui suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans. Les « filets de sécurité » mis en service en région PACA et Bretagne, respectivement en 2015 et 2018, ont permis de sécuriser ces zones de fragilité identifiées de longue date. Hormis le cas des métropoles et grandes agglomérations, dont l'évolution de la consommation demeure souvent encore légèrement orientée à la hausse, RTE ne prévoit donc pas d'adaptations structurantes du réseau pour des questions de consommation d'électricité.

En revanche, la transformation du mix de production confrontera le réseau électrique existant à ses limites sur la période du SDDR

Le réseau de transport d'électricité n'a, dans ses grandes lignes, pas fondamentalement évolué depuis les années 1990 et l'achèvement du programme électronucléaire. Au cours des 30 dernières années, il a été adapté en permanence mais à la marge, et sa structure générale demeure marquée par les choix des années 1970 et 1980.

Cette configuration n'est pas, en tant que telle, un problème pour la transition énergétique : le réseau est très peu congestionné, bien dimensionné, et le développement des EnR comme l'éolien se déroule aujourd'hui principalement dans des zones (Hauts-de-France, Grand Est) dans lesquelles le réseau était bien dimensionné.

Pour autant, l'augmentation du rythme d'installation des EnR, programmée dans la PPE et envisagée dans les autres scénarios utilisés pour l'élaboration du SDDR, devrait conduire progressivement à une évolution des flux qui parcourent le réseau, engendrant dans certains cas des surcharges sur certaines liaisons électriques si le réseau n'était pas adapté.

Afin de ne pas limiter l'évacuation de la production renouvelable et retarder les ambitions de la transition énergétique, ces zones de fragilité nécessiteront le déploiement de solutions flexibles voire des renforcements légers ou structurels, en fonction de la profondeur, de la durée et de la fréquence des contraintes susceptibles de survenir.

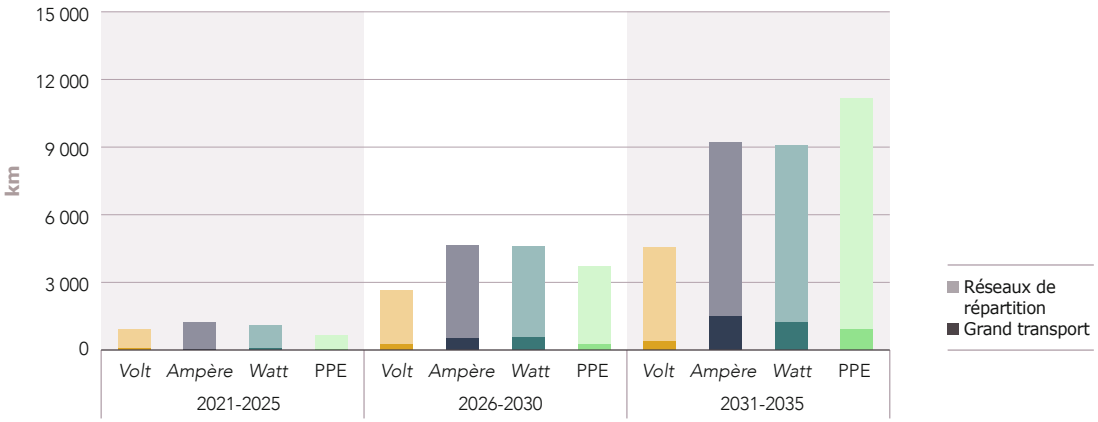
L'analyse détaillée menée dans le SDDR fait émerger trois conclusions principales.

Premièrement, quel que soit le scénario, **le niveau de contrainte devrait rester modeste à l'horizon 2025, et ne pas concerner plus de 2 % des liaisons du réseau.** Cela montre que l'infrastructure actuelle est bien dimensionnée et peut faire face encore plusieurs années aux raccordements de nouvelles installations de production renouvelable, moyennant des adaptations du type de celles qui sont aujourd'hui réalisées.

En second lieu, une tendance à l'intensification des contraintes apparaît clairement dans tous les scénarios, dès la seconde partie de la décennie 2020 : **les besoins d'adaptation du réseau apparaissent globalement corrélés à la trajectoire globale de développement des EnR.** À terme, le niveau de contraintes serait multiplié par trois sur le scénario *Volt* et jusqu'à cinq dans les scénarios *Ampère* et *Watt* (qui prévoient de multiplier respectivement par cinq et par six la capacité installée en éolien et en solaire).

Enfin, **cette tendance générale peut masquer des disparités importantes associées au détail de chaque scénario et aux configurations précises qui seront rencontrées sur le réseau.** Ainsi,

Figure 3.8 Évolution de la longueur de réseau en contrainte en cas d'absence d'actions de RTE (plus de 5 % du temps)



dans le scénario PPE (qui prévoit un productible renouvelable globalement identique par rapport à *Ampère*, mais avec une répartition interne différente se traduisant par une capacité solaire supérieure de 20 GW à *Ampère* en 2035), les contraintes s'intensifient encore : elles induiraient, sans adaptation, des surcharges sur plus de 10 % des lignes existantes du réseau électrique. De même, les différentes variantes étudiées sur le déclassement du nucléaire à l'horizon 2028-2035 montrent des impacts différenciés selon les stratégies envisageables.

Les réseaux de répartition rassemblent la majorité du volume de lignes en contrainte. Ils seront fortement sollicités par l'implantation massive des énergies renouvelables, alors qu'ils étaient initialement dimensionnés pour l'alimentation des sites de consommation. Ces réseaux verront ainsi leur rôle évoluer en favorisant, à tout instant, l'évacuation de la production EnR variable des régions productrices vers d'autres régions consommatrices. Quel que soit le scénario envisagé, les réseaux de répartition verront donc apparaître de nombreuses contraintes et nécessiteront alors des volumes importants d'adaptations, notamment en utilisant tous les leviers issus des solutions flexibles, afin d'évacuer efficacement la production décentralisée.

Le SDDR permet d'identifier des zones de fragilité qui devront à terme être renforcées par des adaptations structurantes

L'analyse des contraintes sur le réseau de grand transport (400 kV) met en exergue un volume plus faible de lignes en contrainte. Néanmoins, ces contraintes portent sur des liaisons qui constituent l'ossature du réseau électrique et permettent des transferts massifs d'énergie sur de longues distances. Les adaptations résultantes seront donc de nature plus structurelle que sur les réseaux de répartition.

Quatre zones de fragilité « nationales » ont été identifiées à titre principal.

Zone de fragilité 1 : Le Massif central et le centre

Dans tous les scénarios, l'implantation des énergies renouvelables en France et en Europe amplifie les flux traversants Nord⟷Sud. Ces flux empruntent notamment les axes du Massif central, qui sont les plus anciens du réseau de grand transport, de capacité réduite, et peuvent donc devenir limitants. Cette problématique Nord⟷Sud est moins prégnante qu'en Allemagne (aucune des configurations testées dans le SDDR ne conduit à des disparités production-consommation aussi forte qu'outre-Rhin) mais va néanmoins nécessiter des renforcements.

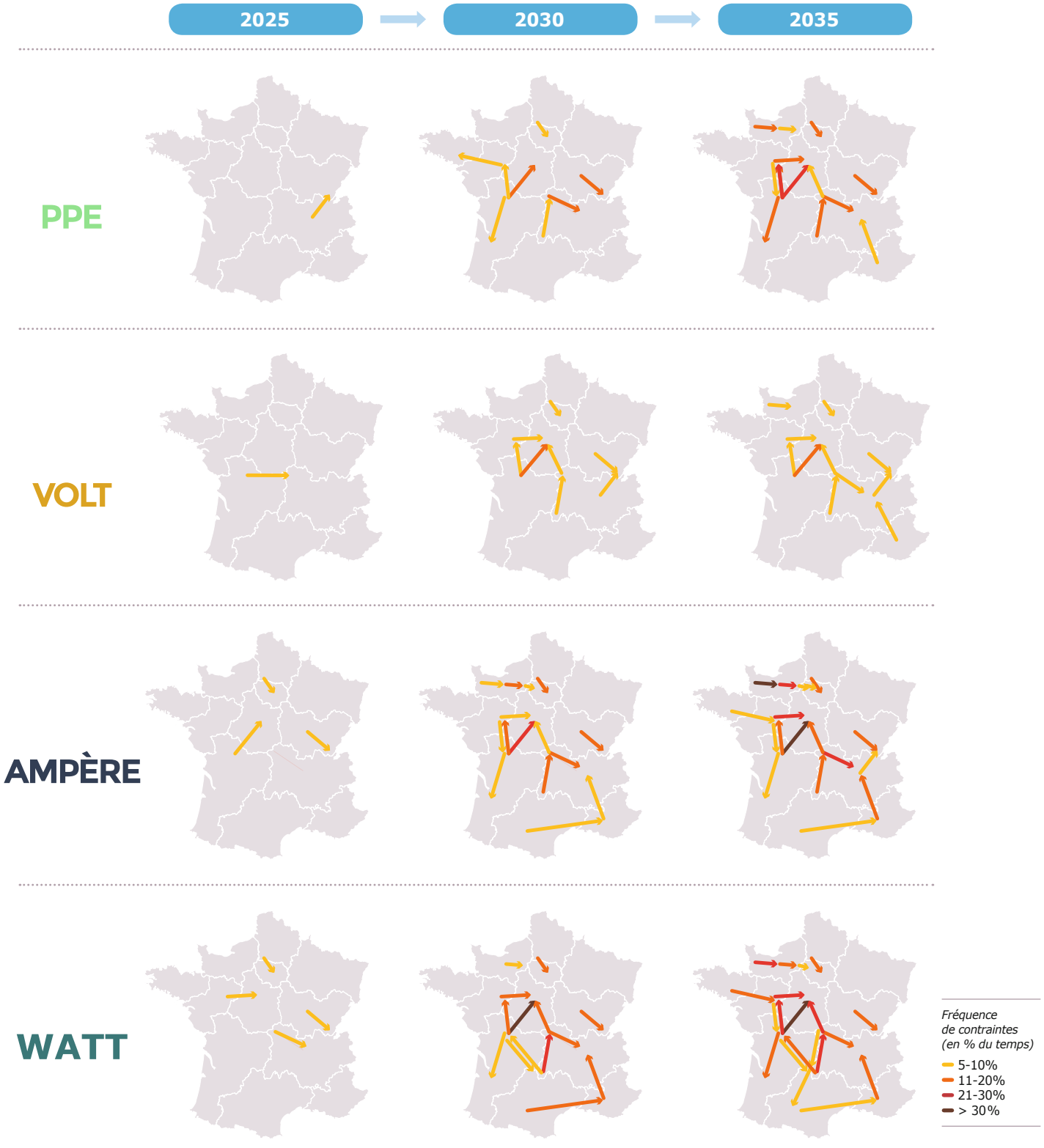
Zone de fragilité 2 : La façade atlantique

L'amplification des flux traversants Nord⟷Sud se traduit également par une augmentation des transits sur les axes de la façade atlantique. Les contraintes sur cette zone deviennent de plus en plus fréquentes au fur et à mesure du développement de l'énergie solaire dans le sud-ouest et de l'implantation de fermes éoliennes offshore sur la côte atlantique. Avec la variabilité croissante de la production sur l'ensemble de l'Europe et le renforcement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, ce sont également les échanges avec la péninsule ibérique qui évoluent significativement et ont un impact sur les flux qui circulent sur ces axes. Enfin, le potentiel déclassement des réacteurs de la centrale nucléaire de Blayais pourrait intensifier les bouleversements des flux de cette zone. En cas de réalisation effective de l'ensemble de ces phénomènes, les réseaux de la zone devront donc faire l'objet d'adaptations structurantes pour répondre aux nouveaux besoins.

Zone de fragilité 3 : La zone Rhône - Bourgogne

La zone située autour de la vallée du Rhône et qui s'étend de la Bourgogne jusqu'à la région PACA est un carrefour important du réseau de grand transport. Les axes situés dans cette zone sont concernés par un accroissement des contraintes dans tous les scénarios. Le développement important de la production solaire majoritairement localisée dans le sud de la France, associé aux perspectives de déclassement nucléaire en vallée du Rhône (qui concentre 12 réacteurs nucléaires du palier 900 MW, dont une partie sera fermée entre 2028 et 2035 quel que soit le scénario considéré), constituent les facteurs les plus importants à prendre en compte pour l'expliquer. En complément, cette zone est aussi influencée par des échanges accrus avec la Suisse et l'Italie, notamment lorsque la production hydraulique est faible dans les Alpes et que les exports sont élevés.

Figure 3.9 Apparition de contraintes importantes sur le réseau de grand transport au regard des différents scénarios de transition énergétique étudiés



Les contraintes affichées sont celles obtenues avec les hypothèses centrales de localisation des hypothèses nationales

Zone de fragilité 4 : La zone Normandie - Manche - Paris

Cette zone est également susceptible d'être concernée par des files de contraintes allant des côtes jusqu'à la région parisienne, dans des proportions dépendant des scénarios considérés. Les scénarios *Ampère* et *Watt* ont comme point commun de reposer sur une cible très élevée pour les énergies marines[5], configuration dans laquelle les contraintes sur cette zone sont les plus importantes. Ces contraintes sont d'une ampleur légèrement inférieure dans le scénario de la PPE, dont le projet de décret publié début 2019 prévoit un développement plus limité de l'éolien en mer (que dans les scénarios *Ampère* et *Watt*) et l'absence de développement industriel d'hydroliennes. Les objectifs pour l'éolien en mer devraient toutefois être revus à la hausse dans la version finale de la PPE. De manière générale, l'implantation de parcs éoliens en mer dans la Manche dès 2022, et l'augmentation des échanges avec la Grande-Bretagne constituent des points communs à tous les scénarios.

Au-delà de ces zones «certaines», de nouvelles zones de fragilités peuvent émerger en cas de combinaisons défavorables ou de l'émergence de phénomènes nouveaux :

- **En cas de scénarios de déclassement nucléaire non-conforme au projet de PPE,** par exemple des scénarios privilégiant des déclassements nucléaires de sites uniquement concentrés sur les vallées de la Loire ou du Rhône, les réseaux de ces zones pourraient être fragilisés. De tels scénarios, étudiés au chapitre 12, pourraient conduire à identifier des renforcements importants sur le réseau de grand transport. Pour rappel, il est inscrit dans le projet de PPE que *«le Gouvernement a demandé à EDF de lui transmettre une liste de sites, définie de manière à minimiser l'impact économique et social, ainsi que sur le réseau électrique, des fermetures, en privilégiant des arrêts de réacteurs ne conduisant à l'arrêt complet d'aucun site nucléaire. L'analyse préliminaire de l'État, sur la base de l'âge des sites, de la date de leurs visites décennales, et de la vision industrielle et économique décrite par EDF dans sa contribution au débat public sur la PPE, orienterait vers la fermeture de 12 réacteurs supplémentaires en priorité parmi ceux des sites de Tricastin, Bugey, Gravelines, Dampierre, Blayais, Cruas, Chinon et Saint-Laurent».* C'est cette hypothèse qui a servi de référence aux études.
- **En cas d'évolutions combinées du mix de production au-delà des ambitions affichées :** dans certaines zones, le développement de moyens de production massifs localisés aurait des impacts très importants sur le réseau électrique. Ce serait par exemple le cas en Manche – Mer du Nord si le développement de nouvelles interconnexions avec l'Angleterre et de plusieurs parcs éoliens en mer était combinée à l'arrivée de nouveaux réacteurs nucléaires qui seraient localisés sur des sites existants sur lesquels aucun réacteur actuel n'aurait été déclassé en compensation. L'impact du lancement éventuel d'un programme industriel de nouveaux réacteurs, comme esquissé dans le projet de PPE, ne fait pas partie des hypothèses de référence étudiées dans le SDDR, mais en cas de réalisation, certaines zones pourraient nécessiter de nouveaux renforcements structurants.

Tout renoncement sur les adaptations de réseau aurait des impacts économiques et environnementaux pour la collectivité

Les contraintes engendrées sur les réseaux se traduisent par des surcharges, c'est-à-dire des dépassements de la capacité[6] de transmission des liaisons. Afin de se prémunir de ces dépassements, des remèdes ponctuels ou structurels peuvent être apportés.

Après avoir pris les mesures pour optimiser la configuration du réseau existant (par exemple, en aiguillant différemment les flux), les remèdes ponctuels consistent à imposer des limitations localisées sur le parc de production. Ces limitations sont compensées par l'appel à une autre production, plus chère et généralement plus émettrice de gaz à effet de serre, en France ou à l'étranger, pour compenser la baisse de production locale et

5. En 2035, le développement industriel de 3 GW d'hydroliennes dans le Cotentin s'ajoute au développement de 15 GW d'éoliennes offshore réparties sur les côtes françaises
6. Chaque liaison du réseau est caractérisée par un transit maximal admissible d'énergie. Lorsque la température interne d'un câble augmente – sous l'effet des conditions climatiques (vent faible, température ambiante élevée) ou de fort transit – celui-ci se dilate et se rapproche du sol. Au-delà de certaines limites, des situations sont susceptibles de créer des arcs électriques et donc de représenter un danger pour les biens et personnes à proximité de l'ouvrage. Le respect de critères techniques sur les distances entre les lignes et l'environnement extérieur, définies par arrêtés techniques, limite la capacité de transit des ouvrages.

maintenir l'équilibre du système électrique. Cette action de modification du plan de production par le gestionnaire de réseau de transport pour résoudre des contraintes sur le réseau est appelée *redispatching.* Les dépenses associées sont comptabilisées comme des dépenses d'exploitation (OPEX).

Les remèdes structurels consistent à adapter le réseau (à parc inchangé), en créant de nouvelles lignes ou en renforçant certaines autres. Les dépenses associées relèvent de l'investissement (CAPEX), et sont amorties sur de longues périodes (jusqu'à 45 ans pour les postes et les liaisons aériennes).

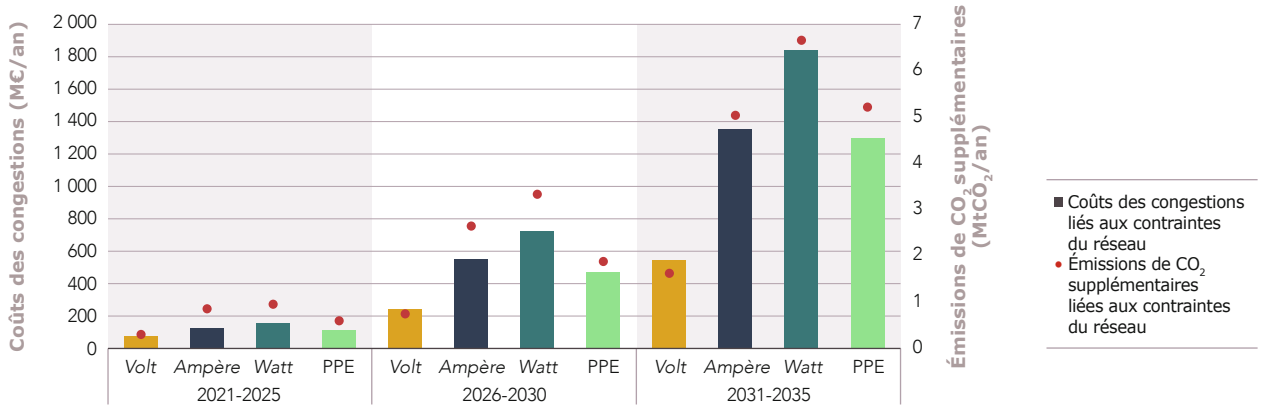
En France, le dimensionnement actuel du réseau électrique français induit peu de contraintes et donc, de faibles surcoûts liés aux limitations (de l'ordre d'une dizaine de millions d'euros en 2017). En Allemagne, l'arrivée massive des énergies renouvelables sur un réseau faiblement adapté (fragilité structurelle importante entre le Nord et le Sud) nécessite de limiter la production renouvelable et de recourir à des moyens compensateurs de production entraînant un surcoût de près d'un milliard d'euros[7] en 2017. Afin de remédier à cette situation, le plan de développement du réseau allemand est extrêmement ambitieux : il est prévu de construire plusieurs liaisons à courant continu (HVDC) qui traverseront le pays du nord au sud pour une capacité totale de 6 GW (à titre de comparaison, l'interconnexion HVDC avec l'Espagne mise en service en 2015 permet de transiter 2 GW), en plus de renforcements à faire sur le réseau alternatif. Au total, les investissements sur le réseau de grand transport allemand sont évalués à plus de 40 milliards d'euros d'ici 2030, uniquement sur la très haute tension (lignes 225 kV et 400 kV) et sans compter le développement du réseau en mer.

Au fur et à mesure de la diversification du mix électrique, les nouveaux flux issus de l'arrivée des énergies renouvelables induiront donc des contraintes sur le réseau électrique français qui, sans adaptation, engendreraient des désoptimisations importantes.

Sans adaptation du réseau, les surcoûts de production du système électrique résultant de ces désoptimisations pourraient dépasser un milliard d'euros à l'horizon 2035 dans des scénarios de forte croissance des EnR (dont le scénario PPE), avec des limitations massives des productions d'origine renouvelable ou nucléaire[8].

Ces désoptimisations se traduiraient également par un effet négatif sur les émissions : **dans le scénario de la PPE, l'absence d'adaptation du réseau conduirait à des émissions supplémentaires d'environ 5 $MtCO_2$ chaque année sur la période 2031-2035,** liées à un recours plus important à la production thermique fossile (en particulier dans les pays voisins).

Figure 3.10 Impact des contraintes en l'absence d'adaptations du réseau



7. TenneT Holding BV, *Integrated annual report 2017*
8. Les modifications à la baisse du parc de production nucléaire afin de résoudre des congestions sur le réseau électrique dépendront des capacités de modulation de cette production aux horizons considérés.

3.3 Jusqu'à 50 GW de capacité EnR installée (horizon 2025) : une adaptation à la marge de l'infrastructure actuelle est possible en poussant son optimisation

À court terme, il est possible de pousser plus loin l'optimisation des lignes actuelles pour repousser les solutions structurelles et réduire le besoin d'adaptation

Aujourd'hui, l'enjeu principal est de favoriser l'accueil des énergies renouvelables sur le réseau dans les meilleures conditions. Cela nécessite, d'une part, des créations spécifiques d'ouvrages, et d'autre part, des adaptations du réseau amont lorsque celui commence à saturer, comme par exemple dans la région Hauts-de-France où une capacité importante de production renouvelable a déjà été accueillie.

L'enjeu est donc de déterminer quand il est nécessaire d'engager des renforcements structurels du réseau, notamment lorsque les phénomènes de saturation portent sur des durées relativement faibles et ne traduisent pas encore un phénomène de saturation structurel tel que l'on peut le voir en Allemagne par exemple. En effet, les phénomènes de saturation observés correspondent plutôt à des situations d'encombrement passager dans certaines configurations particulières.

RTE a exploré, dans le SDDR, tous les moyens de remédier à ce type de contraintes sans renforcement structurel, de manière à adapter le réseau au meilleur coût. Ceci implique, d'une part, de pouvoir s'appuyer sur un ensemble de solutions de flexibilités fiables sur le plan technique et que les éventuels freins réglementaires à l'utilisation de ces flexibilités soient levés et, d'autre part, l'acceptation par la collectivité du principe de « dimensionnement optimal » des réseaux.

Si ces deux conditions sont réunies, l'infrastructure actuelle pourra faire face encore pendant quelques années aux raccordements de nouvelles installations de production renouvelable sans nécessiter d'adaptation majeure.

Les solutions de flexibilités offrent des alternatives aux renforcements structurels

L'insertion des *smart grids* sur les réseaux est un mouvement de fond dans l'environnement du système électrique, qui se traduit par des projets divers. Depuis plusieurs années, RTE s'est engagé dans de nombreux démonstrateurs (expérimentation « *Smart Grid* Vendée », projet *RINGO)*. RTE a par ailleurs structuré une démarche d'évaluation économique de l'intérêt des *smart grids* en coordination avec l'ADEME, l'ADEeF et Enedis, formalisée par deux rapports remis aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie respectivement en 2015[9] et 2017[10].

Le panier de solutions flexibles en cours de généralisation pour exploiter tout le potentiel des infrastructures existantes comprend l'utilisation à grande échelle du *« dynamic line rating »* » (détermination dynamique des capacités de transit des lignes), l'utilisation d'automates topologiques et d'automates de limitation de production. À ces solutions, d'autres s'ajoutent avec des degrés de maturité différents.

- Certaines ont pour objet de capter l'état du réseau en temps réel et de fournir une information sur les capacités de transit optimal des ouvrages, ou sur l'état de fatigue des matériels.
- D'autres auront la capacité d'agir *via* des automatismes sur la répartition des flux sur le réseau :
  - des solutions internes existent pour ré-aiguiller les flux vers des liaisons moins sollicitées ;

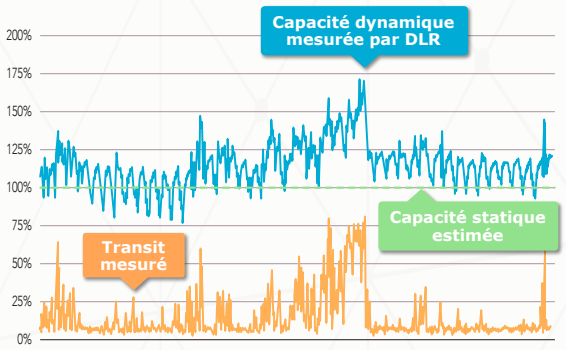
9. Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents – méthodologie et premiers résultats, juillet 2015
10. Réseaux électriques intelligents – valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble, septembre 2017

Exemple 1 : Capter en temps réel la capacité des lignes *via* le *Dynamic Line Rating* (DLR)

Chaque ligne composant le réseau de transport dispose d'une capacité de transit statique. Cette caractéristique est estimée à partir d'hypothèses conservatrices pour préserver la sécurité des biens et des personnes. Grâce à des mesures réalisées *in situ*[11], le DLR affine cette évaluation, et détermine en temps réel la capacité de transit des lignes aériennes concernées, en fonction des conditions météorologiques locales (température ambiante, ensoleillement et vitesse du vent).

Lorsque les conditions climatiques sont favorables, les transits admissibles sur la ligne peuvent alors être supérieurs à la capacité statique tout en garantissant la sécurité des biens et des personnes. Or, les lignes aériennes évacuant de la production éolienne sont justement sollicitées lorsque les conditions climatiques sont favorables (le vent augmentant la capacité de transit d'une ligne aérienne). Dans ces conditions, le DLR optimise les capacités d'accueil de production en limitant les besoins d'adaptation du réseau.

Figure 3.11 Capacité de transit d'une ligne 63 kV sur deux mois (valeurs ramenées à la capacité statique de la ligne)



Exemple 2 : Agir en temps réel sur l'aiguillage des flux sur le réseau *via* les automates topologiques

Des automates dits «topologiques» surveillent les flux sur les lignes et modifient les aiguillages du réseau en cas d'incident afin de modifier les transits et résoudre la surcharge, c'est-à-dire les situations où le transit dans une ligne dépasse sa capacité de transit admissible. Ces automates limitent l'ampleur et la durée d'une contrainte sur le réseau et évitent dans certains cas la mise en œuvre d'investissements structurants.

Jusqu'à présent, les automates installés sur le réseau avaient une action essentiellement locale : à la détection d'une contrainte sur un ouvrage, un ordre est envoyé à un unique matériel (par exemple un disjoncteur). Des solutions plus complexes sont en cours de développement : les automates dits de zones. Ces systèmes gèrent des contraintes sur des zones étendues jusqu'à environ 30 postes, ce qui peut représenter un territoire de 10 000 km², comme notamment dans le projet de Melle-Lonchamp. Ces dispositifs établissent un diagnostic sur l'ensemble du périmètre surveillé en identifiant les différentes actions à mettre en œuvre pour résoudre des contraintes multiples et interdépendantes sur le réseau. Ils accompagnent ainsi l'arrivée massive et décentralisée des énergies renouvelables.

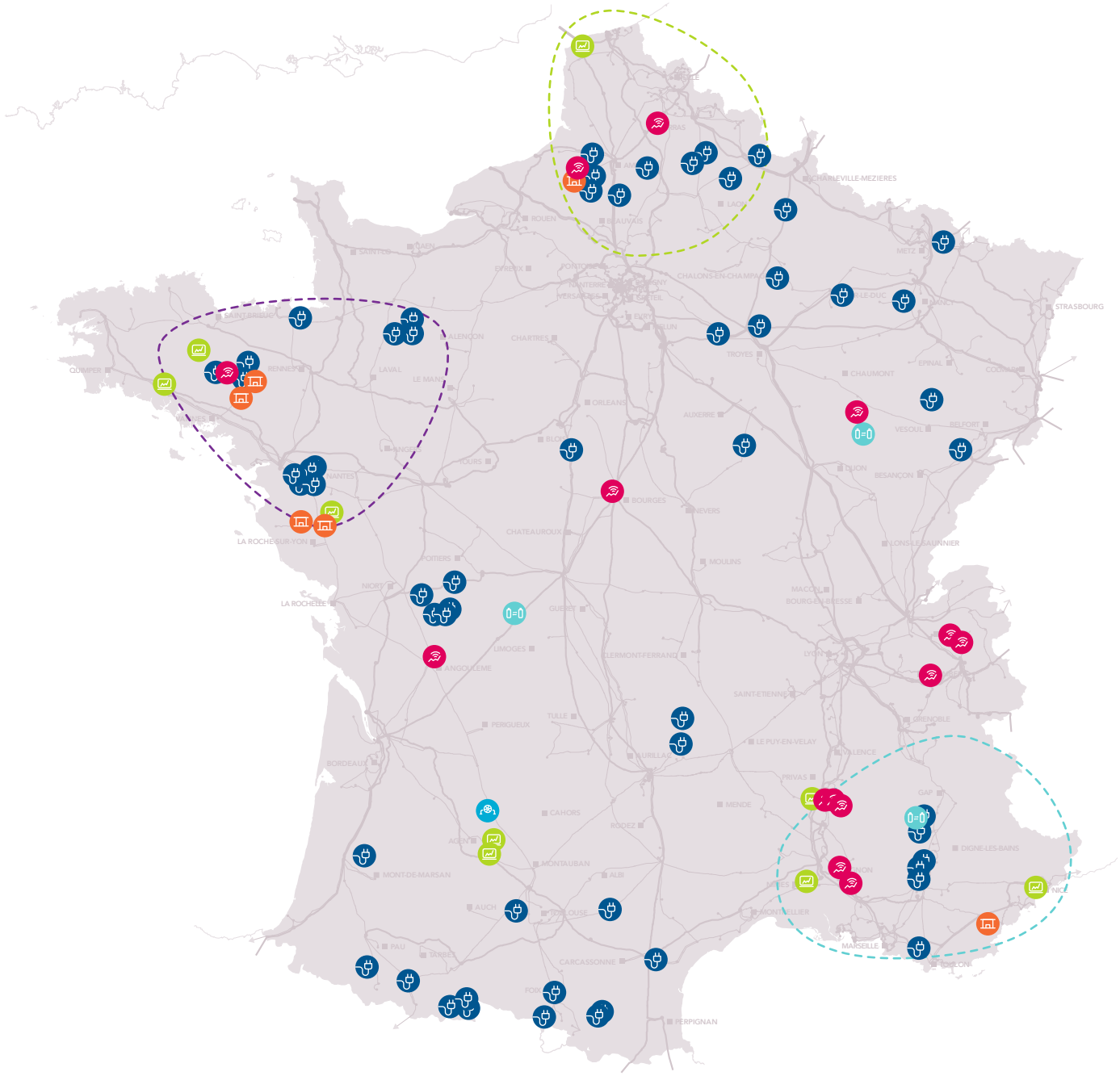
Exemple 3 : Agir en temps réel sur les injections sur le réseau *via* les automates de limitation de production

Les automates dits «de limitation de production» agissent de façon rapide et ciblée sur les parcs de production variables, en cas d'apparition de contraintes sur le réseau électrique. Ces automates écrêtent la production ponctuellement, jusqu'à ce que les flux reviennent à des niveaux admissibles pour le réseau électrique. En l'absence d'automates, la gestion des surcharges liées à l'évacuation de la production renouvelable nécessiterait des limitations de production plus importantes car moins rapides et moins bien ciblées, ou des adaptations structurelles du réseau pour renforcer les liaisons existantes.

L'accès aux flexibilités de la production, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution rend donc possible une diminution des investissements structurants en contrepartie d'une limitation très restreinte de la production EnR.

11. Plusieurs technologies de Dynamic Line Rating peuvent être utilisées : avec et sans capteur sur l'ouvrage, avec et sans station météorologique dédiée.

Figure 3.12 Principales solutions flexibles en développement



- des solutions tierces émergent pour modifier les injections et les soutirages d'énergie (voir chapitre 9).

Ces différentes solutions nécessitent le renforcement de l'ossature numérique, ce qui implique des investissements et engage des charges régulières, à rapporter aux bénéfices qu'elles induisent pour la collectivité (voir chapitre 4).

D'autres solutions, prospectives, sont en cours de test (par exemple les batteries), et décrites au chapitre 9.

Parmi les solutions envisagées, les automates de limitation de production et les DLR figurent parmi les solutions les plus matures techniquement pour être utilisées en complément des solutions structurantes.

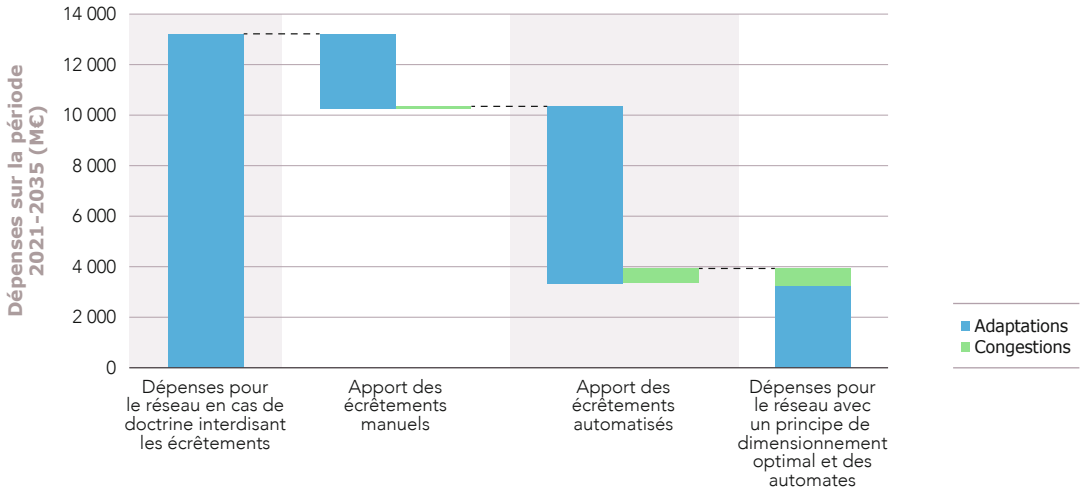
Le « dimensionnement optimal » du réseau : une condition nécessaire pour pouvoir pousser plus loin l'optimisation des infrastructures existantes

La mise en œuvre des automates de limitation de production, et plus globalement des écrêtements sur les énergies renouvelables, qu'ils soient manuels ou automatiques, repose sur l'acceptation d'un principe de dimensionnement économique optimal du réseau pour la collectivité.

Par principe, la détermination du « bon » dimensionnement du réseau doit reposer sur la recherche d'un optimum entre les coûts pour la collectivité des limitations d'une part et des infrastructures de réseau d'autre part. Ce principe a toujours été en vigueur en France, où les approches probabilistes sont depuis longtemps utilisées pour réaliser les études et prendre les décisions, en cherchant l'optimum pour résoudre des contraintes sur le réseau entre le coût des investissements nécessaires et celui des modifications du programme de production permettant de résoudre la contrainte.

Du fait de la variabilité et de la flexibilité de la production renouvelable, les termes de cet arbitrage économique se posent néanmoins différemment aujourd'hui. De rares écrêtements de la production évitent en effet de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année et permettent donc de limiter les investissements. Toutefois, jusqu'à récemment, la mise en œuvre de ces écrêtements devait être assurée en manuel par les opérateurs de réseau, ce qui a limité l'impact de cette solution.

Figure 3.13 Impact de la mise en œuvre du principe de dimensionnement optimal sur les investissements HTB1 (63-90 kV) dans le scénario PPE

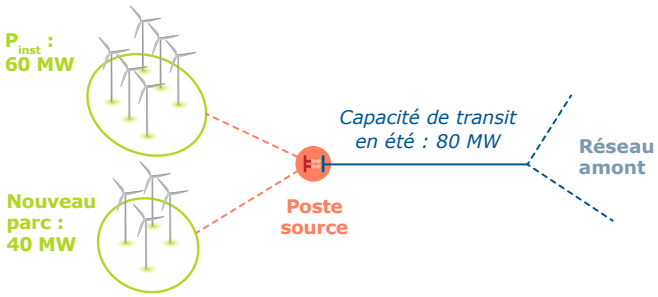


Les écrêtements de production renouvelable pour la résolution de congestions sur le réseau

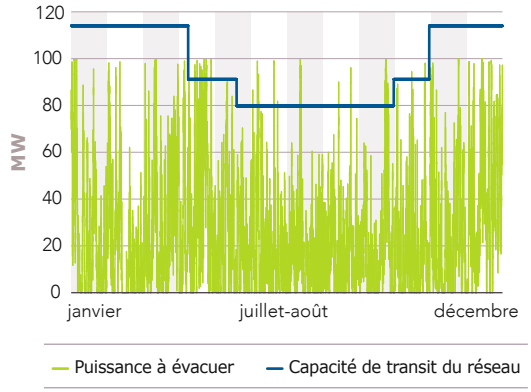
Cet encadré vise à illustrer (i) l'apport des écrêtements manuels dans le dimensionnement du réseau et (ii) les bénéfices supplémentaires associés à l'utilisation d'automates de limitation de la production renouvelable.

Figure 3.14 Évacuation de la production de parcs éoliens fictifs *via* une ligne en antenne

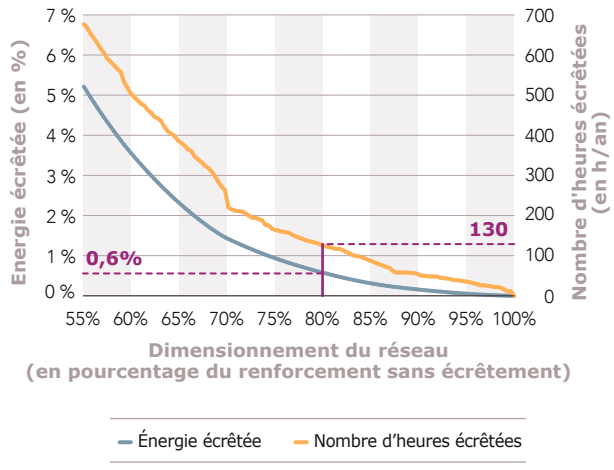
a. Schéma du réseau



b. Puissance éolienne instantanée et capacité d'évacuation du réseau sur une année



c. Écrêtement en durée et en énergie sur ce cas fictif



Principe de dimensionnement du réseau avec recours à l'écrêtement

La situation simplifiée d'une ligne du réseau de répartition évacuant de la production éolienne (voir figure 3.14.a) met en évidence la pertinence économique de l'écrêtement de production. Dans un tel cas de figure, l'ajout d'un parc éolien supplémentaire peut générer des contraintes sur la ligne existante.

La production renouvelable cumulée étant fortement variable, elle atteint la puissance totale installée seulement quelques heures par an. D'autre part, la capacité de transit des lignes du réseau varie en fonction des saisons afin de prendre en compte les conditions climatiques. En hiver, les faibles températures refroidissent les lignes ce qui permet d'augmenter leur capacité de transit tout en garantissant la sécurité des biens et des personnes. En acceptant de ne pas évacuer la production éolienne dans certaines situations ponctuelles, notamment en été lorsque la capacité de transit des lignes est plus faible et en période de fort productible (voir figure 3.14.b), un nouveau parc peut parfois être raccordé au réseau sans faire de travaux. En contrepartie, il est alors nécessaire d'écrêter une partie de la production éolienne quelques dizaines d'heures par an. Cela conduit à une limitation très faible de l'énergie annuelle produite (voir figure 3.14.c). Par exemple, sur le cas fictif proposé, si la capacité de transit sur la ligne existante correspond à 80 % de la puissance totale installée, il suffit de limiter la production 130 heures par an et l'énergie écrêtée ne représente que 0,6 % du productible annuel[12].

Accepter d'écrêter une partie de l'énergie produite pendant les pics de production permet d'accueillir une capacité de production plus importante à un coût moindre, car le coût d'écrêter la production éolienne quelques dizaines d'heures par an reste très inférieur à celui d'une augmentation de la capacité de transit à hauteur de la puissance maximale installée. D'un point de vue économique pour la collectivité, cette solution est pertinente tant que la valeur de l'énergie « perdue » (correspondant au coût de mobilisation d'un moyen de production pour compenser cette énergie non évacuée) est inférieure au coût de développement du réseau. La perte pour le producteur sera par ailleurs compensée selon les modalités contractuelles en cours de concertation.

12. Ce niveau de limitation de la production ne sera pas atteint sur l'ensemble des lignes du réseau. Ainsi, en moyenne, l'énergie non évacuée représentera seulement 0,3 % de la production renouvelable après mise en œuvre des limitations de production, à l'horizon 2035.

La gestion automatisée des écrêtements, un levier d'optimisation supplémentaire

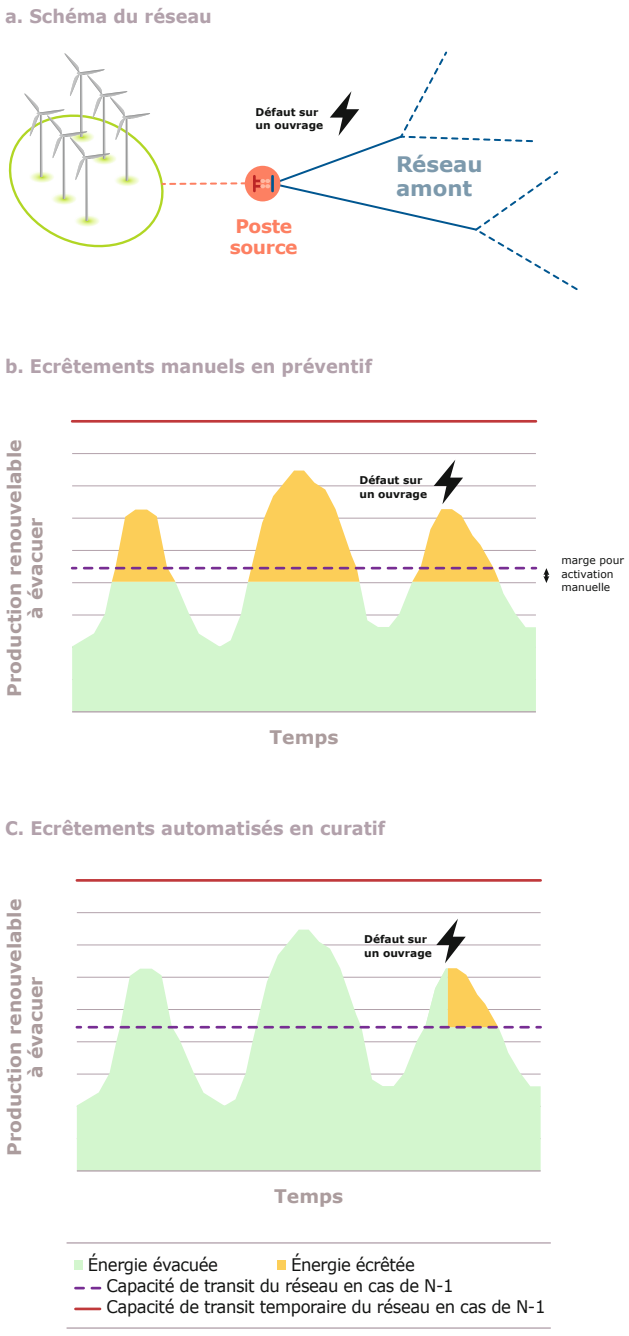
L'apport des automates de limitation de la production peut être illustré dans le cas d'un réseau maillé, c'est-à-dire un réseau pour lequel la production renouvelable peut être évacuée par plusieurs lignes. Dans ce cas de figure, afin de ne pas porter atteinte au matériel et aux personnes, le réseau doit être dimensionné pour être exploitable même en cas d'indisponibilité fortuite d'un ouvrage (situation de « N-1 »). Si un incident survient sur un ouvrage, le report de transit sur les ouvrages fonctionnels ne doit pas dépasser leur capacité de transit. Dans ce cas, sans possibilité d'écrêtements, il faudrait augmenter la capacité de transit des ouvrages de la zone.

Pour un faible nombre d'heures d'écrêtement (de l'ordre de 50 heures par an au maximum), le pilotage de la production renouvelable peut être effectué manuellement par les opérateurs du réseau. Il s'agit pour ces derniers d'anticiper l'apparition éventuelle d'un défaut sur le réseau et d'écrêter préventivement la production renouvelable (voir figure 3.15.b) pour qu'en cas d'incident effectif sur le réseau, le transit sur la ligne fonctionnelle ne dépasse pas sa capacité de transit.

Les automates agissent avec une grande fiabilité sur la production renouvelable, ce qui permet d'étendre leur utilisation à des congestions plus régulières sur le réseau allant jusqu'à plusieurs centaines d'heures de limitations par an. De plus, les automates sont capables d'agir de façon rapide et peuvent ainsi exploiter la surchargeabilité du réseau, c'est-à-dire sa capacité à faire transiter une puissance supérieure à la capacité de transit pendant des délais très courts de l'ordre de la minute, sans porter atteinte au matériel et aux personnes (cette surcharge temporaire admissible est elle-même limitée et nécessite un écrêtement préventif en cas de dépassement). Contrairement à l'écrêtement manuel préventif, en cas d'incident seulement, si le transit sur la ligne fonctionnelle dépasse temporairement la capacité de transit, l'automate ramène le transit sous ce seuil (voir figure 3.15.c). L'activation est qualifiée de curative car la limitation de production est déclenchée après l'incident.

Les automates de limitation de la production renouvelable permettent ainsi d'exploiter au mieux la capacité du réseau existant, ce qui limite le besoin de renforcement ou de création de nouveaux ouvrages et, à réseau donné, de diminuer fortement le volume d'énergie écrêtée par rapport à un écrêtement manuel.

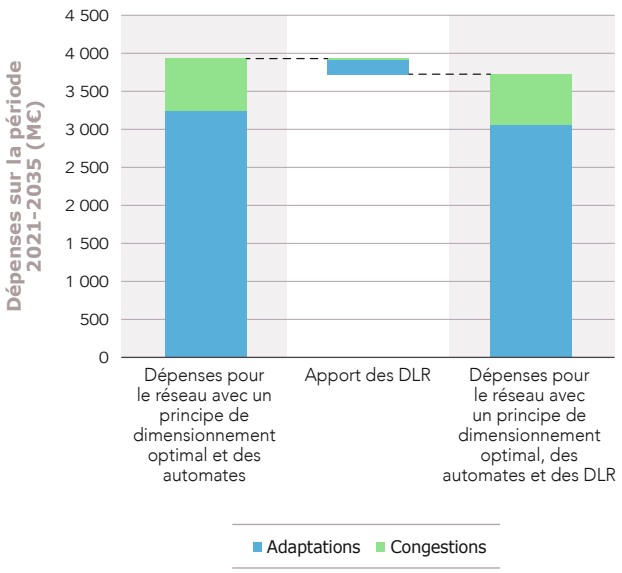
Figure 3.15 Évacuation de la production renouvelable de parcs éolien *via* un réseau maillé et apport des automates



Pousser cette logique pour obtenir des résultats très significatifs sur le plan économique est désormais possible en s'appuyant sur les automates de limitation de production, qui permettent des écrêtements plus restreints et plus ciblés des productions renouvelables que la gestion « manuelle ».

Ces automates permettent d'accueillir de nouveaux parcs de production sans travaux supplémentaires (dans une certaine mesure cependant, au-delà de laquelle des investissements structurels deviennent nécessaire au regard de l'optimum de coûts évoqué plus haut). Ils agissent pour limiter la production EnR locale, sur des périodes réduites, lors de situations de fort productible EnR, à réseau complet ou en situation d'incident et leur action très rapide permet de maintenir les flux sur le réseau en deçà des capacités de transit des ouvrages existants (voir encadré). Sans ces automates, des limitations « manuelles » de la production restent possibles mais elles représentent un volume plus important car elles doivent être réalisées de manière préventive (avant même qu'un incident ne survienne). Sur le plan économique comme sur celui de l'acceptabilité, le déploiement des automates constitue donc une solution à privilégier pour adapter les réseaux car il permet des écrêtements plus ciblés qui permettent de réduire fortement le volume d'énergie écrêtée par rapport à des écrêtements manuels.

Figure 3.16 Impact de la mise en place de la flexibilité *Dynamic Line Rating* sur les investissements HTB1 (63-90 kV) dans le scénario PPE



Le « dimensionnement optimal » du réseau conduit à diviser par deux les besoins d'investissements pour adaptation sur la période du SDDR

L'application du principe de dimensionnement optimal du réseau, associé à l'utilisation d'automates conduit à des économies considérables sur les investissements structurels, en évitant certains investissements de réseau dont l'utilité n'est avérée que pour des situations peu fréquentes, et donc non rentables pour la collectivité :

- sur l'ensemble de la période SDDR, il rend possible une division par deux des investissements pour adapter les réseaux de répartition, conduisant à une économie de l'ordre de 7 milliards d'euros sur la période ;
- en valeur absolue, les investissements liés à l'adaptation des réseaux de répartition pourraient passer de 500 à environ 200 millions d'euros par an sur la période 2021-2025, et donc s'inscrire en baisse.

En contrepartie, des écrêtements de production renouvelable sont nécessaires et surviendront dans de rares cas, afin de décongestionner le réseau électrique, notamment lors de situations d'incident. **Compte tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables et de la variété des configurations du réseau, le volume écrêté ne serait que de 0,3 % en moyenne sur l'ensemble de la production à l'horizon 2035.**

Dans cette équation, le gain économique apporté par les DLR est plus faible que celui des automates : le DLR n'est efficace que si l'ensemble de la ligne est exposé uniformément au vent et si les marges permises par le DLR sur les capacités des liaisons électriques sont synchrones avec les périodes d'évacuation des énergies renouvelables les plus contraignantes.

Figure 3.17 Flexibilités à déployer sur le réseau en complément des adaptations structurelles afin d'optimiser le niveau global d'investissements

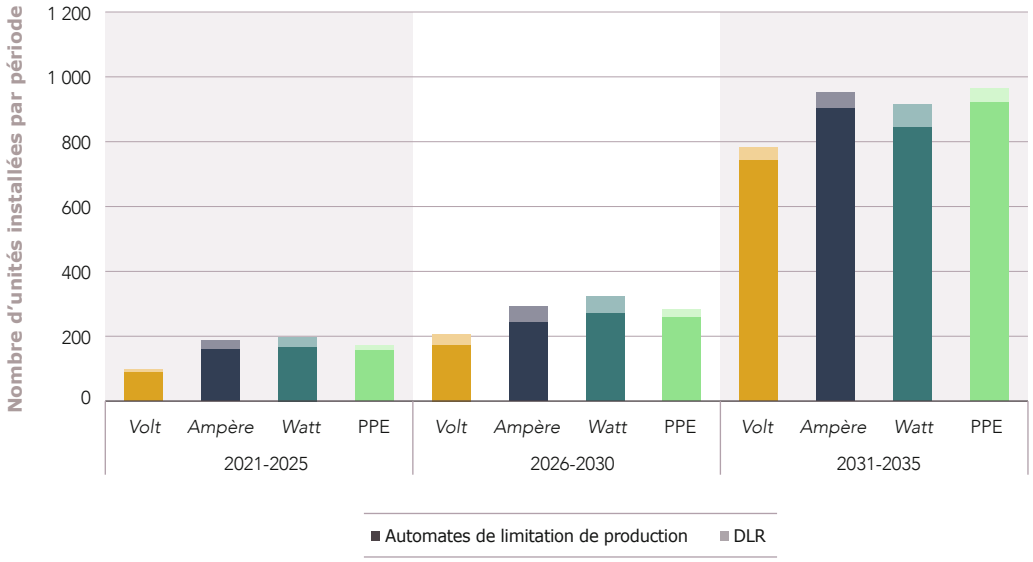
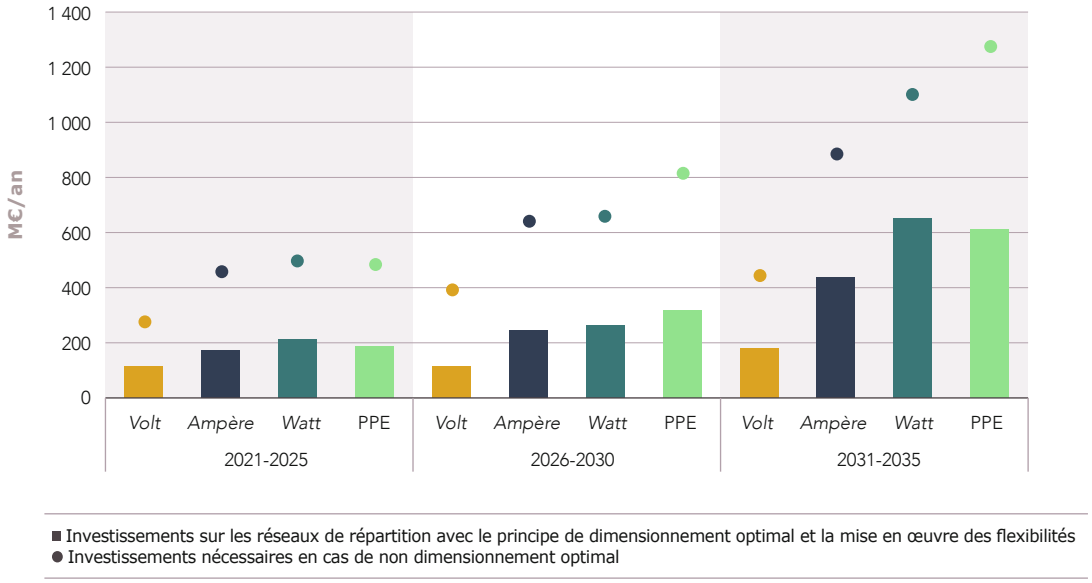


Figure 3.18 Investissements sur les réseaux de répartition, avec ou sans l'apport des flexibilités



La volonté de pousser plus loin l'optimisation des ouvrages nécessite une politique de déploiement rapide d'automatismes sur les lignes existantes, c'est-à-dire passer du stade de l'expérimentation au stade de l'industrialisation. En considérant une utilisation maximale des automates de limitation de production et des DLR, c'est-à-dire à chaque fois que ces solutions sont les plus optimales pour résoudre les contraintes, **près de 1 500 dispositifs de flexibilité devraient être déployés sur le réseau à l'horizon 2035.**

Le déploiement des flexibilités ne peut pas répondre à toutes les situations. Notamment, elles ne sont pas adaptées à la résolution des contraintes de forte amplitude sur le réseau électrique. Au-delà d'un certain seuil, l'adaptation structurelle de l'infrastructure est la solution la plus pertinente pour répondre à ces congestions.

Pour bénéficier des leviers de flexibilité, des évolutions techniques et réglementaires sont nécessaires

Les flexibilités, en plus d'apporter de la souplesse sur le réseau d'électricité, présentent un certain nombre d'avantages comme leur modularité (redéploiement possible d'un site à un autre), leur coût, et leur rapidité de déploiement. Néanmoins, certaines solutions flexibles, comme les automates de limitation de production, ne sont pas aujourd'hui accessibles à une échelle industrielle sans prérequis techniques et réglementaires.

RTE propose de mettre en œuvre une stratégie industrielle spécifique et exigeante (voir chapitre 4) afin de renforcer l'ossature numérique sur la période 2021-2030 et garantir la mise en œuvre technique des flexibilités. Les renforcements nécessaires sur l'ossature numérique visent :

- à répondre aux besoins de vieillissement *via* le renouvellement des systèmes de contrôle-commande obsolescents (paquet 0) ;
- à compléter le dispositif vital de sûreté du système électrique (paquet 1) en étendant le réseau de télécommunication sur les sites présentant une importance vitale ;
- à maintenir la performance technique et économique du réseau (paquet 2) :
  - en étendant le réseau de télécommunication sur environ 500 nouveaux sites pour maintenir l'alimentation des clients en cas de coupure,
  - en instrumentant le réseau électrique par les solutions numériques (avec notamment près d'un milliers d'automates à la cible),
  - en déployant des outils performants pour superviser flux et matériels.

La mise en œuvre de ces trois paquets permet de renforcer l'ossature numérique et rend possible un déploiement à grand échelle des flexibilités, en favorisant tous les échanges de données de la captation à la prise de décision. En conséquence, le réseau pourra donc être exploité au plus près de ses limites, évitant ainsi une part importante d'investissement pour l'adaptation et le renouvellement du réseau.

D'autres prérequis sont également nécessaires à l'utilisation des solutions flexibles mais ne dépendent pas uniquement de RTE. La mise en œuvre systématique des flexibilités (et notamment des automates de limitation de production) sous-entend l'acceptation collective du principe de dimensionnement optimal du réseau *via* la mise en œuvre de limitations ponctuelles de la production renouvelable. Ce principe conduit à faire évoluer le cadre technique et contractuel entre gestionnaires de réseau et producteurs afin de faciliter la commandabilité des moyens de production raccordés sur le réseau de transport ou sur le réseau de distribution, *via* des dispositifs automatiques.

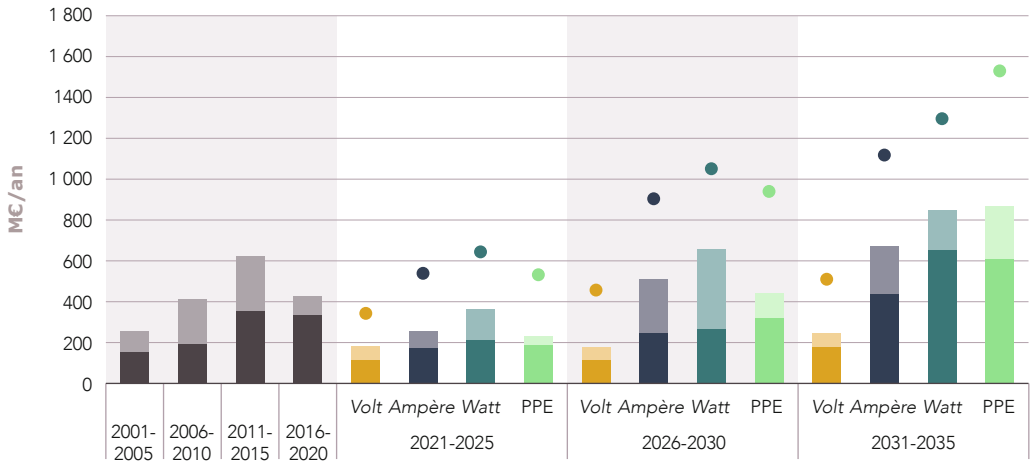
3.4 À partir de 50 GW d'énergies renouvelables terrestres, des adaptations structurantes seront nécessaires sur le réseau de transport

Les adaptations dépendent de la dynamique d'installation des énergies renouvelables

Les travaux de simulation montrent de manière claire que les besoins d'adaptation du réseau dépendent principalement du rythme projeté de développement des EnR. Des similitudes apparaissent ainsi entre les différents scénarios :

- Sur la période 2021-2025, les besoins d'adaptation (toujours hors raccordement) sont modérés (environ 200 M€/an sur le scénario PPE) si les principes évoqués ci-dessus sont mis en œuvre. Dans le scénario de la PPE, la cible de 50 GW pour l'éolien terrestre et le solaire est atteinte à l'horizon 2025 avec un réseau dont l'emprise géographique demeure très semblable à celle d'aujourd'hui.
- Sur la période 2026-2030, les besoins d'adaptation se situent à la hausse (environ 450 M€/an sur le scénario PPE) sans excéder le niveau des années 2010-2020. Ces adaptations sont particulièrement nécessaires lorsque l'arrivée des énergies renouvelables est à la fois ambitieuse et rapide.
- Sur la période 2031-2035, dans les scénarios présentant un rythme de développement des énergies renouvelables proche de celui envisagé dans la PPE, les besoins d'adaptation seront probablement en forte croissance (environ 850 M€/an sur le scénario PPE) en raison d'un effet de saturation croissant des réseaux existants lié à la poursuite des ambitions renouvelables. Cette échéance doit être regardée avec plus de prudence du fait de l'ensemble des incertitudes associées : au-delà de l'évaluation précise des montants financiers, la conclusion principale du SDDR pour cette période est que des restructurations importantes seront nécessaires sur tous les niveaux de tension du réseau.

Figure 3.19 Évolution des investissements sur l'ensemble du réseau en fonction des scénarios de transition énergétique et de la mise en œuvre des leviers de flexibilités



Investissements sur le réseau de grand transport
Investissements sur les réseaux de répartition avec le principe de dimensionnement optimal et la mise en œuvre des flexibilités
Investissements nécessaires en cas de non dimensionnement optimal

Ces analyses montrent qu'à compter d'un certain seuil, les solutions ponctuelles permettant d'optimiser l'utilisation des lignes existantes ne suffisent plus. Des renforcements structurels sont alors nécessaires.

Sur la base des études, ce seuil se situerait à une cinquantaine de GW de capacité installée pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, soit un doublement par rapport à la capacité actuelle. Cette évaluation dépendra en pratique des scénarios précis de localisation des futures installations renouvelables et de l'ensemble des autres paramètres, mais l'ordre de grandeur semble constituer une référence pertinente :

- en dessous de 50 GW, les besoins d'adaptation se situent dans le prolongement de la tendance historique, voire légèrement inférieurs si les leviers de flexibilité sont mis en œuvre ;
- au-delà de 50 GW, les phénomènes de saturations associés à l'installation de plus de 5 GW/an de nouvelles capacités renouvelables, conduit nécessairement à des adaptations importantes de l'infrastructure de transport d'électricité.

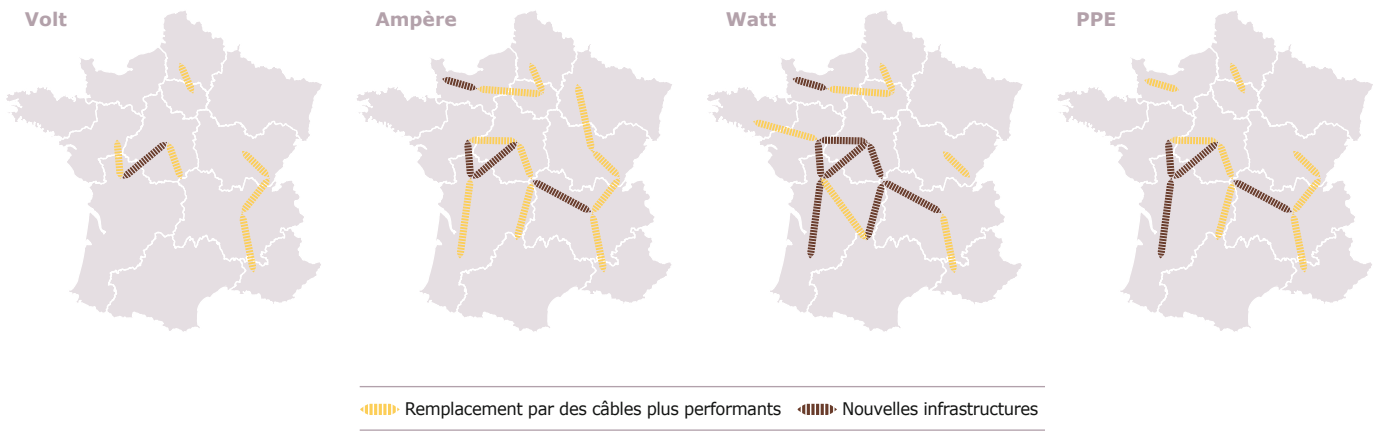
Les scénarios présentent des différences qui ne sont pas liées uniquement aux renouvelables.

Dans un scénario comme *Watt*, même si les ambitions renouvelables sont du même ordre qu'*Ampère* et PPE, des investissements complémentaires seraient nécessaires sur le réseau en raison :

- d'une consommation électrique significativement plus basse conduisant, dans les régions à fort taux de pénétration des énergies renouvelables, à des besoins plus fréquents et plus importants d'évacuation de la production variable vers les autres régions, puisque cette production aura localement moins de débouchés. Ce phénomène engendrera ainsi davantage de besoins d'investissements sur les réseaux de répartition.
- d'une structure très différente du mix électrique. Étant donné la réduction importante de la capacité nucléaire dans ce scénario, les limitations de production renouvelable dues aux contraintes de réseau doivent être systématiquement compensées par des moyens thermiques fossiles (ou des effacements), plus chers. Cet effet tend à renforcer l'intérêt des investissements de réseau.

Sur les réseaux de répartition, l'impact des leviers de flexibilité est particulièrement visible et permet de conserver des investissements dans la tendance de ces dix dernières années, malgré une intégration toujours plus soutenue du volume d'énergies renouvelable sur tous les territoires. Après 2030, les dépenses d'investissements repartent à la hausse du fait de la saturation progressive du réseau et des effets de seuils associés, et ce, même en supposant une mise en œuvre optimale de tous les leviers de flexibilité.

Figure 3.20 Zones de fragilité nécessitant des adaptations dans les différents scénarios étudiés à l'horizon 2035



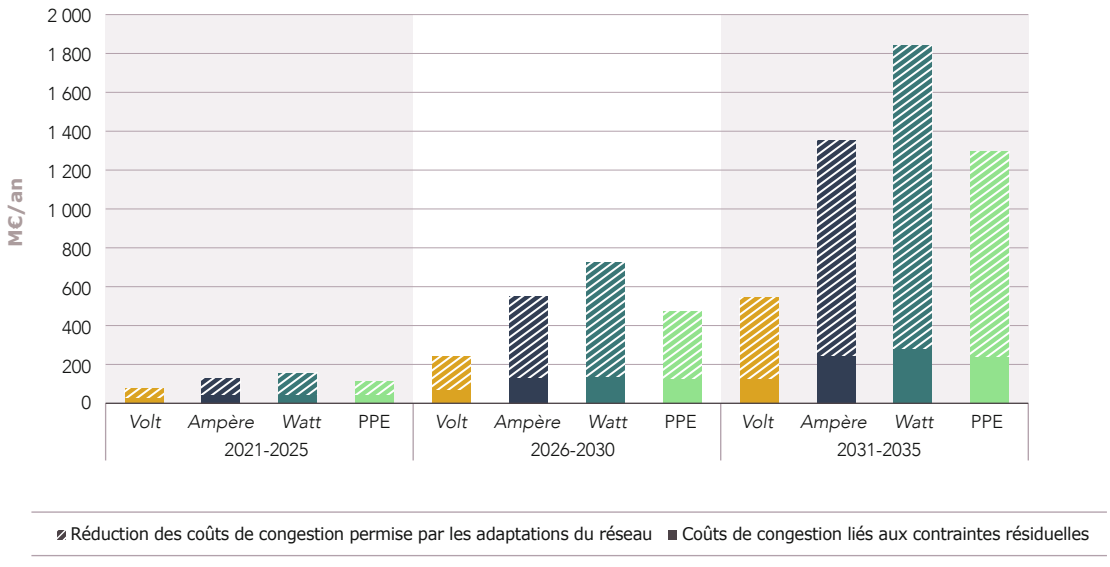
Sur le réseau de grand transport, les zones nécessitant des adaptations recoupent les zones de fragilités identifiées en amont, notamment le Massif central et le Centre, le long de la vallée du Rhône et la région parisienne. Certaines zones de fragilité comme la façade atlantique ou le prolongement nord de la vallée du Rhône en Bourgogne ne nécessitent des adaptations que dans les scénarios où l'augmentation de la production d'origine renouvelable est très importante, et généralement associée à un déclassement nucléaire soutenu. Dans les scénarios *Ampère* et *Watt*, les besoins d'évacuation des énergies marines du Cotentin et des nouveaux parcs éoliens en mer, cumulés à l'implantation des énergies solaires et éoliennes terrestres, accentuent les besoins de renforcement de la Normandie vers la région parisienne.

Lorsque les zones de fragilité nécessitent des renforcements modérés, le recours à des câbles plus performants[13] sur les infrastructures existantes est privilégié afin de limiter les impacts paysagers du réseau de grand transport. Dans le scénario *Volt*, de tels renforcements sont ainsi proposés sur la majorité du territoire. Toutefois, dans des scénarios de transition énergétique plus ambitieux, comme les scénarios *Ampère*, *Watt* et PPE, de telles adaptations se révèlent insuffisantes et la reconstruction d'infrastructures existantes avec des ouvrages de plus forte capacité ou la construction de nouvelles infrastructures s'avéreront indispensables pour accueillir les nouvelles capacités d'énergie renouvelable.

L'adaptation du réseau est un levier de maîtrise des coûts et des émissions de CO_2 pour le système électrique

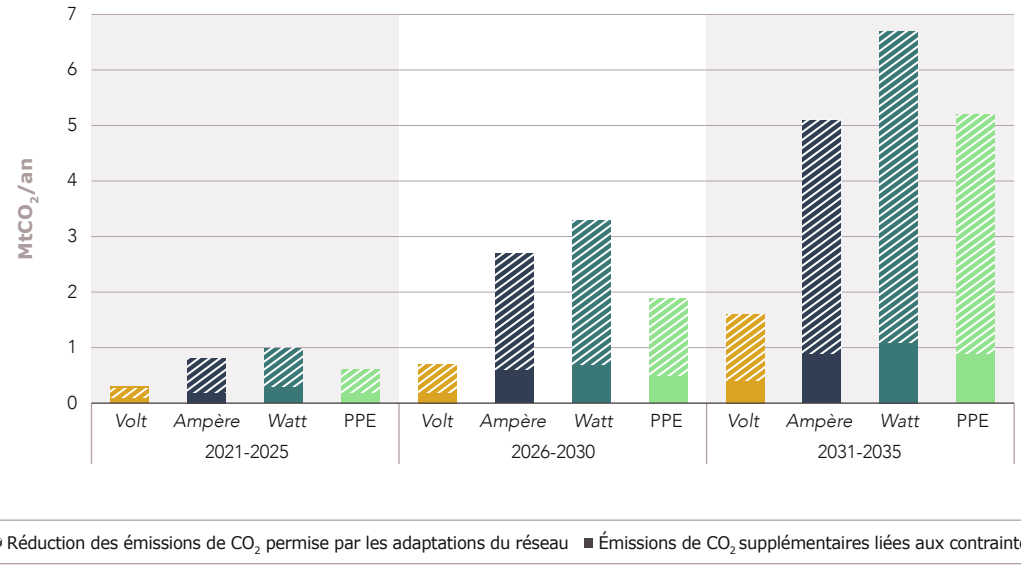
La mise en œuvre des adaptations structurelles sur le réseau de transport d'électricité résout la majorité des contraintes susceptibles de survenir avec l'évolution de la transition énergétique. Elle induit des économies pour la collectivité entre 500 M€/an et 1,6 Md€/an en contrepartie d'investissements de réseau entre 200 M€/an et 850 M€/an selon les scénarios sur la période 2031-2035.

Figure 3.21 Coûts des congestions réseau avec ou sans adaptations



13. Les câbles à faible dilatation allient performances thermique et mécanique, assurant des capacités de transit supérieures à celles des câbles traditionnels

Figure 3.22 Émissions de CO_2 en Europe liées aux congestions réseau, avec et sans adaptations



Sur le scénario PPE, l'adaptation du réseau permet ainsi d'économiser, en moyenne sur 2021-2035, près de 750 millions d'euros par an de surcoûts de production du système électrique, en évitant les limitations des nouvelles sources d'énergie renouvelable. Des congestions résiduelles existeront sur le réseau et nécessiteront des adaptations du plan de production afin de les résoudre. Aujourd'hui négligeables, ces congestions vont augmenter progressivement (environ 100 M€/an en 2030 sur le scénario PPE) en lien avec l'arrivée progressive des énergies renouvelables. Néanmoins, des contraintes résiduelles perdureront sur le système électrique, sans justifier pour autant un investissement de renforcement sur le réseau conformément au principe discuté plus tôt dans ce chapitre d'un compromis entre le coût des écrêtements et le coût des adaptations pour la collectivité. Ces contraintes résiduelles sur le réseau s'accroîtront et pourraient atteindre 250 M€/an sur la période 2031-2035, bien au-delà des coûts actuels, de l'ordre de 10 M€/an.

En plus du bénéfice sur les surcoûts d'investissement, les adaptations du réseau divisent également par un facteur 5 les émissions de CO_2 induites par la résolution des contraintes sur le réseau. **Les adaptations du réseau issues des différents scénarios de transition énergétique sont donc indispensables pour tirer parti des bénéfices économiques et environnementaux liés à l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique.**

3.5 Les adaptations du réseau doivent s'inscrire dans un récit collectif et accepté de la transition énergétique

Dans tous les scénarios, des besoins de renforcements structurants existent et interrogent sur leur mise en œuvre

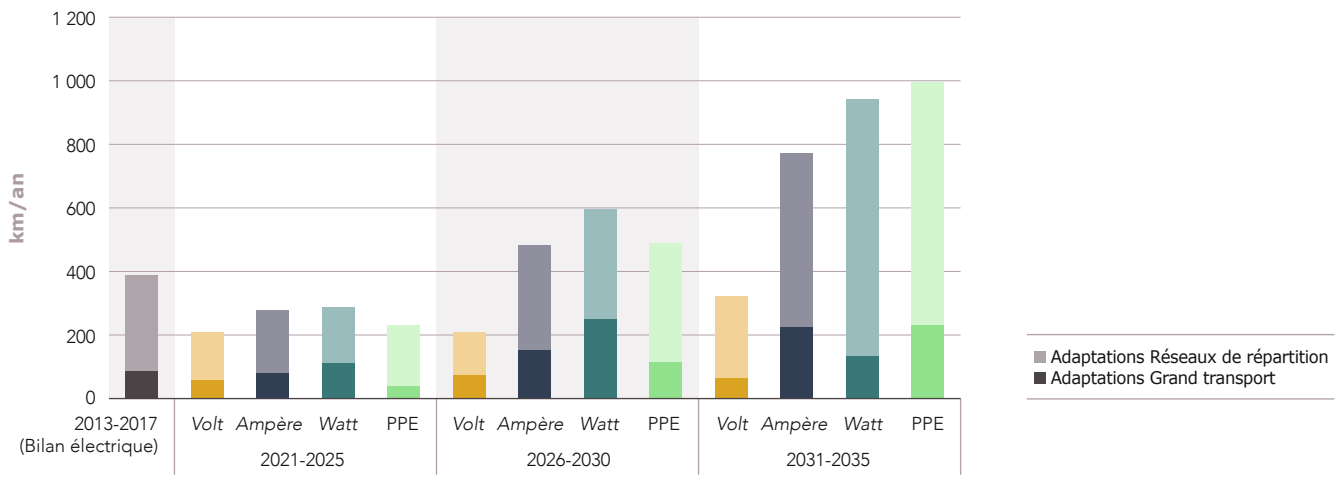
Le réseau de grand transport va nécessiter des renforcements structurels de son infrastructure, à l'horizon 2030 voire même plus tôt dans les scénarios les plus ambitieux. Or, le dernier grand projet réalisé en site vierge est la création de la liaison Cotentin-Maine, mise en service en 2013. Depuis, seuls des remplacements de câbles existants par des câbles plus performants voire la reconstruction complète de liaisons existantes, par exemple pour la ligne Avelin-Gavrelle située entre Lille et Arras, ont été ou seront mis en œuvre à moyen-terme sur le réseau de grand transport. Pour traiter les fragilités régionales des régions PACA et Bretagne, des solutions souterraines ont été privilégiées malgré les surcoûts d'investissements engendrés.

La question de l'adaptation du réseau pour accompagner la transition énergétique est donc centrale. Les problématiques environnementales et d'acceptabilité doivent être prises en compte dans les analyses. La création de nouvelles liaisons THT en site vierge n'a pas été envisagée dans le cadre du SDDR, en privilégiant par défaut le renforcement d'axes existants. Toutefois, les études détaillées pourraient montrer un réel intérêt à la création ce type d'ouvrages. **Il revient à la collectivité d'arbitrer entre ces objectifs de nature différente (minimiser le coût du réseau ou maximiser son insertion dans les territoires). Les avis de la CRE, de l'Autorité environnementale et du Ministre sur le SDDR doivent permettre de rechercher cet arbitrage.**

Des oppositions existent lors de la création de nouvelles infrastructures électriques

S'ils ne sont pas nouveaux, les phénomènes d'opposition aux projets d'infrastructures connaissent ces dernières années une intensification.

Figure 3.23 Évolution de la longueur de réseau nécessitant des adaptations dans les scénarios *Volt, Ampère, Watt* et PPE



À l'utilité publique d'un projet peut se confronter une diversité de préoccupations vis-à-vis du territoire concerné et de ses habitants. Dans ce contexte, la construction des infrastructures de réseau électrique peut également faire l'objet de controverses :

- en lien avec les enjeux environnementaux et sociétaux des projets de réseau sur le territoire. Ces oppositions se manifestent plus particulièrement à l'échelle locale et émanent principalement des riverains et d'associations de protection de la nature ;
- en lien avec l'utilité du projet de réseau pour le système électrique français ou européen : par exemple, l'installation de nouvelles éoliennes terrestres, l'évolution du parc nucléaire ou l'intensification des échanges d'énergie à travers l'Europe.

La faculté à accueillir de nouvelles installations de production sur le territoire, mais également les infrastructures du réseau qui en permettent l'usage, constitue un facteur clé de la réussite de la transition énergétique.

Des leviers d'accompagnement existent pour favoriser l'acceptabilité des adaptations

Au-delà des actions présentées ci-dessus pour minimiser le niveau d'adaptations du réseau, plusieurs leviers doivent être mobilisés, afin de favoriser l'acceptabilité des adaptations de réseau et renforcer l'adhésion collective :

- **Levier 1 : impliquer à la maille nationale** les parties prenantes en amont des choix structurants, en procurant une information complète et adaptée et en les associant à l'élaboration des schémas ou programmes. Le présent schéma, et l'évaluation environnementale stratégique associée, relève de cette volonté d'éclairer largement sur les évolutions du réseau rendues nécessaires par la transition énergétique.

- **Levier 2 : décliner à la maille régionale** les travaux sur les schémas et programmes, en concertation avec les acteurs du territoire, les associations, les développeurs de projets, et le grand public. Par exemple, l'élaboration à la maille de chaque région des S3REnR qui identifient, pour l'atteinte de l'objectif global fixé par le préfet et sur la base des gisements de production renouvelables définis à moyen terme par les développeurs de projets et les acteurs régionaux, de manière transparente et concertée, les créations et renforcements d'infrastructures nécessaires pour les accueillir.

- **Levier 3 : spécifier conjointement sur chaque projet** de réseau les modalités de développement, de concertation et de réalisation, afin d'identifier la solution de moindre impact, qui réponde au besoin identifié d'adaptation du réseau. À cette fin, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation s'appliquent à chaque étape sur le choix de la stratégie de réseau, sur sa consistance technique, sur sa localisation et sur le mode opératoire appliqué lors de la phase travaux. Dans le respect des procédures administratives et des exigences réglementaires, l'ensemble de ces mesures s'appuie sur une concertation la plus en amont et la plus large possible en associant le territoire à sa conception, afin d'identifier la solution présentant la meilleure insertion environnementale et les retombées associées.

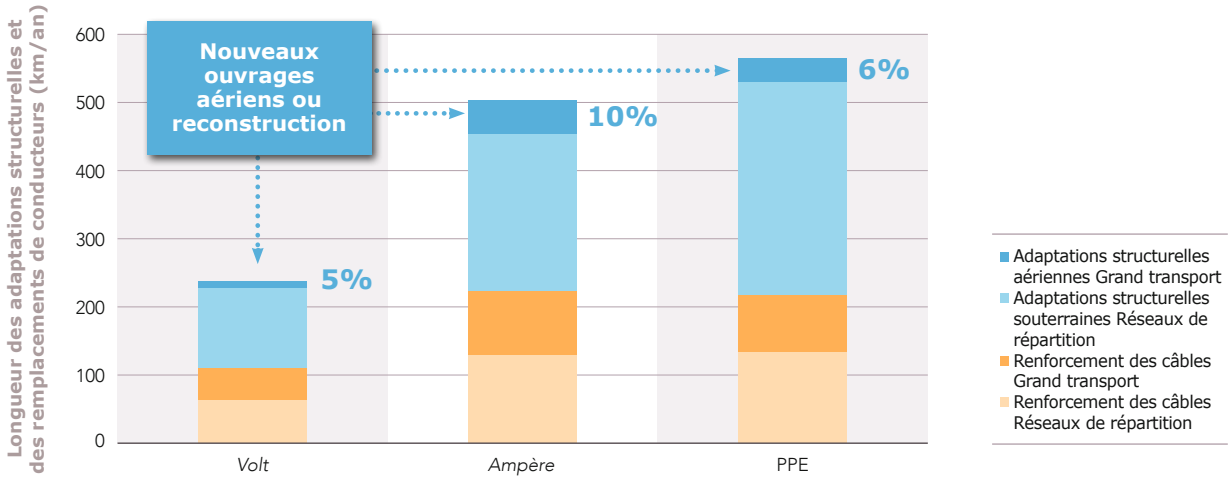
Ces leviers concrétisent les engagements pris par RTE à travers le contrat de service public (reconduit en 2017) dans le but de favoriser l'acceptabilité des ouvrages de haute tension, à travers une politique de recours privilégié aux liaisons souterraines visant à réduire l'empreinte paysagère du réseau de transport d'électricité. La mise en œuvre de ces différents leviers suppose donc des délais et des coûts qu'il faut intégrer dans les processus de décisions, notamment lorsqu'elle favorise l'identification d'une solution présentant une meilleure insertion environnementale mais qu'elle implique parfois des investissements plus importants à assumer par RTE et par la collectivité.

Le SDDR fait des propositions pour arbitrer entre le coût de l'infrastructure et son insertion environnementale

Lors d'un projet de création de réseaux, la stratégie de développement privilégiée diffère selon le niveau de tension et les spécificités du contexte environnemental. Au-delà des solutions flexibles, qui constituent désormais une réponse systématique lors de l'apparition de contraintes faibles et/ou temporaires, des solutions structurantes sont identifiées, avec une consistance générique pour l'élaboration de ce schéma, et ce, sur chaque niveau de tension.

- Réseaux HTB3 (400 kV) :
  - en cas de besoin modéré : remplacement des câbles existants par des câbles plus performants. Ces nouveaux matériels induisent des gains d'environ 30 % sur la capacité des ouvrages ;
  - en cas de besoin important : construction de nouvelles infrastructures en aérien. La technologie souterraine pose des défis techniques considérables pour les liaisons 400 kV car nécessite la conversion du courant alternatif en courant continu, et donc le recours à des matériels très coûteux (jusqu'à dix fois le coût d'une liaison aérienne).
- Réseaux HTB2 (225 kV) :
  - en cas de besoin modéré : remplacement des câbles existants par des câbles plus performants[14]. Ces nouveaux matériels induisent des gains d'environ 30 % sur la capacité des ouvrages ;
  - en cas de besoin important, la construction en souterrain est privilégiée dans les zones urbaines et fait partie des stratégies envisagées dans les zones rurales. Les contraintes techniques liées à la construction de nouvelles infrastructures en technologie souterraine sur ce niveau de tension restent maîtrisables, mais peuvent induire des surcoûts. Ces surcoûts sont évalués *via* l'étude de deux stratégies opposées dans le SDDR : construire toutes les nouvelles liaisons soit en aérien soit en souterrain. Pour présenter les résultats du SDDR dans les paragraphes précédents, l'option de construction en souterrain a été retenue mais ne présage pas des arbitrages qui seront réalisés par la collectivité.
- Réseaux HTB1 (63-90 kV) :
  - en cas de besoin modéré et important : construction de nouvelles infrastructures en souterrain. Le dimensionnement mécanique des liaisons existantes nécessite généralement de renforcer les pylônes et les fondations, même en cas de simple changement de câble.

Figure 3.24 Typologie des adaptations du réseau



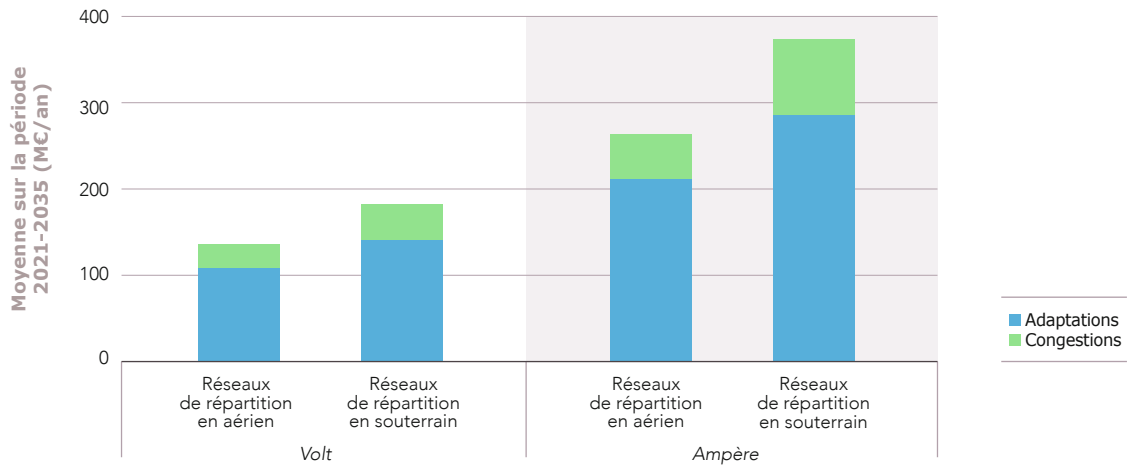
14. Câble à faible dilatation

Les hypothèses prises dans ce schéma ne préfigurent pas systématiquement le choix qui sera retenu projet par projet : la solution la plus adaptée sera définie au cas par cas lors de son implémentation, en fonction des territoires et milieux concernés, et de son coût pour la collectivité. Les évaluations génériques réalisées dans ce schéma de réseau intègrent une prise en compte marquée des contraintes d'insertion environnementale.

Les besoins d'adaptation du réseau concernent près de 600 kilomètres de liaisons par an sur la période 2021-2035 dans le scénario PPE. Plus d'un tiers de ces adaptations consistera en des remplacements de câbles. Concernant les nouvelles liaisons, 90 % des adaptations sont envisagées en souterrain dans le scénario de référence des études afin de limiter l'impact paysager. Ainsi, seules les nouvelles liaisons du réseau de grand transport seraient réalisées en aérien, soit 5 % des adaptations à réaliser. Dans les autre scénarios, ces proportions sont similaires, même si le volume global d'adaptations est très inférieur sur le scénario *Volt*.

L'impact économique lié à la mise en souterrain systématique des liaisons électriques sur les réseaux de répartition nécessite l'acceptation collective d'un surcoût d'au moins 40 % sur ces réseaux, soit 100 M€/an dans le scénario *Ampère* et environ 50 M€/an dans le scénario *Volt*.

Figure 3.25 Impact économique du choix souterrain vs aérien pour l'adaptation des réseaux de répartition





4

L'OSSATURE NUMÉRIQUE

4. L'OSSATURE NUMÉRIQUE : DES DISPOSITIFS À RENFORCER AFIN DE GARANTIR, À CHAQUE INSTANT, LA SÛRETÉ ET LA PERFORMANCE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

Le fonctionnement d'un grand réseau maillé, comme le réseau de transport d'électricité français, repose sur un ensemble de systèmes d'information qui permet son exploitation en temps réel. Ces systèmes sont adossés à des moyens de télécommunication et à un ensemble de dispositifs visant à capter et trier l'information. Tous ces éléments constituent un « système nerveux » qui garantit l'observabilité, la commandabilité et la protégeabilité du réseau électrique.

Ces liens de télécommunications existent et participent au bon fonctionnement du système électrique depuis la création des premières lignes électriques, au début du XX^{e} siècle. Les technologies n'ont cessé d'évoluer et, depuis les années 2000, ces systèmes d'information sont en cours de numérisation pour former une « ossature numérique » pour le réseau électrique. Son déploiement et sa maintenance doivent être envisagés de façon à minimiser toute situation de dépendance ou de faiblesse, vis-à-vis de tiers malveillants, notamment en renforçant les exigences de cybersécurité. Au vu de l'importance de la gestion du réseau pour l'économie du pays et pour sa sécurité, il s'agit d'une infrastructure stratégique.

Aujourd'hui, les centres de conduite du réseau (dispatching) s'appuient sur une représentation de l'état du système électrique grâce au traitement de plus de 40 000 télémesures[1] relevées toutes les 10 secondes et de plus de 350 000 télésignalisations[2] relevées à chaque changement d'état des matériels (par exemple : disjoncteur ouvert ou fermé). Ces échanges de données en temps réel participent à la sécurité des biens et des personnes car ils permettent de limiter les conséquences d'un blackout sur le réseau électrique (garantie pour l'alimentation électrique des sites nucléaires, réalimentation rapide d'une zone ou d'une région coupée), mais contribuent également à la performance du réseau, en permettant d'exploiter et de maintenir le réseau au plus près de ses limites techniques[3].

Le réseau électrique sera, dans les prochaines décennies, soumis à deux phénomènes qui transformeront en profondeur ses modes d'exploitation et de maintenance :

- L'essor des énergies renouvelables électriques variables (éolien et solaire) : ce phénomène est encore récent et partiel en France et ses conséquences sur le réseau et l'exploitation du système ne sont ainsi pas encore pleinement perceptibles. Les retours d'expérience disponibles dans les pays voisins suffisent néanmoins

1. La télémesure correspond à la transmission, depuis un appareil de mesure (transformateur de courant ou de tension) situé dans un poste électrique, de la valeur d'une grandeur physique (courant ou tension) jusqu'aux outils de conduite du réseau.
2. La télésignalisation correspond à la transmission, depuis un appareil d'aiguillage (sectionneur ou disjoncteur) situé dans un poste électrique, d'un état (ouvert ou fermé) jusqu'aux outils de conduite du réseau.
3. Le développement des technologies numériques permet en outre d'implémenter des fonctionnalités d'interaction avec les acteurs du système électrique beaucoup plus riche, donnant un levier d'action supplémentaire pour adapter le système électrique à la transition énergétique, dans une approche sobre en ressource.

à établir la nécessité de modes d'exploitation du système électrique plus agiles.

- Le vieillissement du réseau électrique : le réseau développé massivement après la seconde guerre atteindra, dès 2030, un niveau d'obsolescence avancée. La connaissance fine de la dégradation subie par chacun des matériels est indispensable pour orienter les opérations d'entretien et de renouvellement vers les composants les plus critiques pour le système électrique.

Afin de répondre à ces transformations du système électrique, tout en préservant la sécurité des biens et des personnes et en maintenant la performance électrique, **RTE renforce l'« ossature numérique » de son réseau** selon un déploiement par paquet fonctionnel cohérent :

- **Le paquet 0 « renouvellement » pour répondre au vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande existants,** installés dans les postes depuis les années 1970.

- **Le paquet 1 « fondamental » pour étendre l'infrastructure privée télécom** afin de garantir l'observabilité et la conduite du réseau en cas de blackout électrique, et assurer *in fine* la sûreté et la sécurité des biens et des personnes.

- **Le paquet 2 « performance » pour maintenir la performance du réseau électrique actuel,** en minimisant l'impact des défauts sur la coupure de consommation **et mieux maîtriser les investissements d'adaptation et de renouvellement** *via* un dimensionnement optimal du réseau en intégrant des écrêtements sur la production décentralisée.

Le renouvellement des dispositifs obsolescents (paquet 0) représente un montant de 1,5 Md€ d'ici 2030. Les paquets 1 et 2, qui conduiraient à relier *via* un lien de télécommunication près de 1 700 sites de RTE (contre 1 100 aujourd'hui) pour compléter le dispositif vital de sûreté du système électrique et pour maintenir la performance technique et économique du réseau, représentent 1,4 Md€ sur la période 2021-2035. Cette performance se traduit concrètement par des gains économiques sur les coûts d'adaptation et de renouvellement du réseau estimés entre 1,5 et 2,8 Md€ sur 15 ans (voir chapitres 2 et 3) et par des bénéfices sociétaux en limitant ou en retardant la construction de nouvelles infrastructures voire en évitant certaines reconstructions pour des ouvrages en fin de vie.

Des efforts complémentaires – paquet 3 – pourraient être réalisés en fonction de la dynamique constatée des scénarios de transition énergétique sur les territoires. Ces efforts viseraient à répondre à des scénarios de développement très rapide des énergies renouvelables (trajectoire type PPE), par un renouvellement en anticipation de l'ensemble des systèmes de contrôle-commande et une extension de l'infrastructure privée télécom.

Le SDDR n'intègre donc que le « socle numérique minimal » (paquet 0 + 1 + 2) dans la trajectoire de référence : le paquet 3 n'y figure pas mais pourrait être mis en œuvre selon la temporalité des phénomènes de la transition énergétique. Cette stratégie anticipe également, de par son architecture, la possibilité à terme d'activer de nouveaux services, en particulier par le biais de technologies décentralisées comme la blockchain.

4.1 L'infrastructure numérique permet de capter, transmettre et analyser les données du réseau électrique afin de garantir sécurité et performance

L'exploitation du système électrique repose sur des dispositifs permettant de capter, transmettre et agir sur les composants du réseau

Le fonctionnement d'un grand réseau maillé, comme le réseau de transport d'électricité français, repose sur un ensemble de systèmes d'information qui permettent son exploitation en temps réel. Ces systèmes d'information sont adossés à des moyens de télécommunication et à un ensemble de dispositifs visant à capter et trier l'information.

Tous ces éléments sont constitutifs du réseau, au même titre que les câbles, les pylônes ou les postes. Ils en constituent «le système nerveux», dans la mesure où, sans eux, le réseau électrique ne pourrait être exploité.

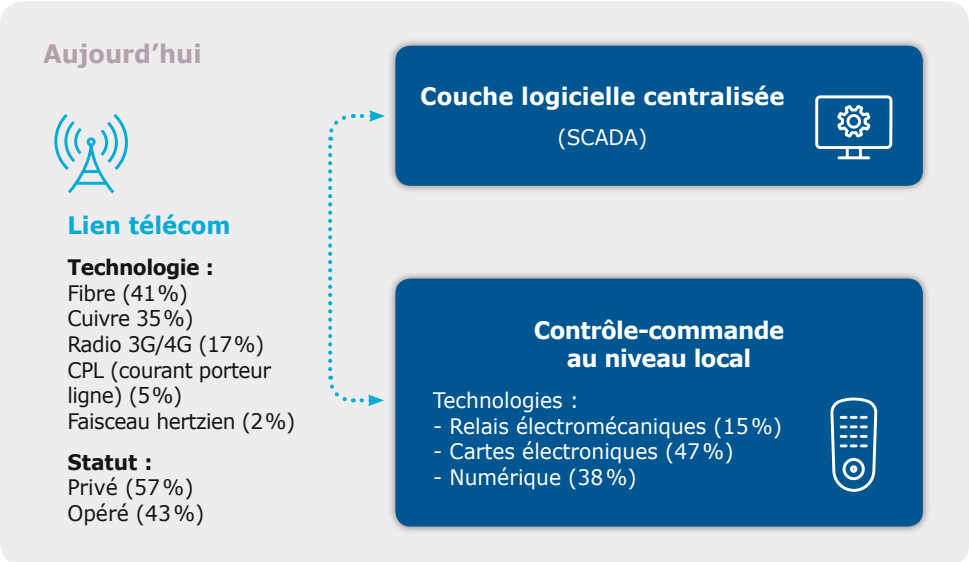
Pour pouvoir agir sur les composants du réseau, il est nécessaire d'être en mesure d'en connaître l'état. Un ensemble de dispositifs ont ainsi été développés pour collecter, échanger et analyser l'information.

À ces dispositifs, sont associés trois notions particulièrement importantes pour :

- la *protégeabilité* du réseau : il s'agit de la protection automatique des infrastructures électriques et des personnes en cas de court-circuit ou de dégradation significative du matériel ; cette protection favorise la résilience du réseau et le maintien de la qualité de l'électricité (continuité de l'alimentation et qualité de l'onde).
- l'*observabilité* du réseau : il s'agit de connaître avec précision la position des organes et l'état du système électrique ;
- la *commandabilité* du réseau : il s'agit de pouvoir agir sur les constituants du système électrique pour en adapter son exploitation.

C'est sur ces notions qu'est bâtie la téléconduite, clef de voûte de l'exploitation du réseau.

Figure 4.1 Ossature de contrôle-commande et télécommunications du réseau électrique



Développée depuis les années 1970, la structure actuelle de téléconduite s'appuie sur différentes couches logicielles ou matérielles remplissant chacune leur rôle dans le traitement de l'information.

Capter, protéger et agir : le contrôle-commande

Au niveau local, des unités de contrôle-commande sont installées dans chaque poste électrique. Les dispositifs de contrôle-commande, qui captent en continu des informations sur l'état des composants électriques, constituent le socle technique des fonctions de protection, d'observation et de commande du réseau. Ces dispositifs s'articulent avec le réseau de télécommunication, qui permet la transmission des informations associées à ces différentes fonctions.

Les dispositifs de contrôle-commande ont été déployés au fil du temps et intègrent différents stades d'avancées technologiques. Comme pour les câbles, les postes ou les pylônes, différents paliers techniques de contrôle-commande coexistent ainsi sur le réseau français, traduisant des époques d'installation ou de renouvellement différentes.

D'abord conçus à base de relais électromécaniques puis de cartes électroniques, les systèmes de contrôle-commandes d'aujourd'hui s'appuient sur des calculateurs et des équipements numériques[4]. À fin 2019, 38 % des postes disposent d'un contrôle-commande numérique.

Transmettre les données : les réseaux de télécommunication

Un système électrique s'appuie sur des réseaux de télécommunication.

L'exigence d'un couplage entre réseaux électriques et systèmes de télécommunication constitue en réalité une exigence ancienne dans le fonctionnement du système, qui date des années 1920 – à l'époque où se sont mis en place les premiers grands opérateurs de transport d'électricité. Le décret du 29 juillet 1927 (modifié en 1935, 1950, 1975 et 2011) pour l'application de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie stipule dans son article 61 (télécommunications) que *« les entrepreneurs de distribution ou de transport sont tenus d'établir et d'entretenir, à leurs frais (…) les lignes télégraphiques ou téléphoniques ou de signaux et (…) les installations radioélectriques reconnues nécessaires par le service du contrôle pour assurer la sécurité de l'exploitation ».* Cette exigence n'a été remise en cause ni par l'évolution des techniques du transport d'électricité et des télécommunications, ni par des évolutions législatives majeures qu'a connues le secteur électrique (1946 et 2000). Le code de l'énergie, en application du décret du 30 décembre 2015 qui en codifie la partie réglementaire[5], en maintient l'esprit puisqu'il prévoit dans son article R323-34 que *« les gestionnaires des réseaux publics d'électricité et les titulaires d'autorisation de lignes directes disposent des systèmes de télécommunications indispensables au bon fonctionnement des ouvrages dont ils ont la charge ».*

Ces moyens de télécommunications peuvent aujourd'hui être décrits de la façon suivante.

D'une part, ils sont caractérisés par une cohabitation entre des réseaux de télécommunications « privés » (possédés et exploités directement par RTE) et des réseaux « opérés » (possédés et exploités par un opérateur télécom, qui rend une prestation de service à RTE). De manière très schématique, les activités relatives à la téléconduite et les activités les plus sensibles sont réalisées de manière préférentielle *via* un réseau privé, tandis que pour les applications tertiaires, l'infrastructure de télécommunication est principalement détenue et exploitée par des opérateurs télécom, *via* une mise en concurrence systématique depuis l'ouverture du marché dans le secteur des télécommunications.

4. À noter que la boucle de communication des différents équipements au sein du poste électrique (matériels à haute tension et équipements basse tension) s'est également numérisée en associant cuivre et fibre optique.
5. Dans le détail, le décret du 1er décembre 2011 en abrogeant l'article 61 du décret de 1927 avait déjà introduit cette exigence réglementaire dans son article 17. Par la suite, le décret de décembre 2015 abroge le décret de 2011 et introduit ce texte dans la partie réglementaire du code de l'énergie.

D'autre part, le système électrique est un système ouvert et en forte interaction avec de nombreux intervenants (producteurs, consommateurs, gestionnaires de réseau de distribution, acteurs de marché, gestionnaires de réseau des pays voisins). Les réseaux de télécommunications assurent l'échange d'informations et d'ordres entre les différents niveaux (de la maille locale à la maille nationale), entre les opérateurs du réseau électrique (français ou européens) et avec les utilisateurs du réseau électrique (producteurs, consommateurs et distributeurs). À ce titre, il s'agit de réseaux très surveillés sur le plan de la sécurité informatique.

En troisième lieu, il s'agit d'un domaine où la technologie est très évolutive. Au cours du temps, l'infrastructure de télécommunication de RTE a évolué en fonction des technologies disponibles (cuivre, fibre optique, radio 1G/2G/3G/4G, faisceaux hertziens, satellites...) et du service rendu associé (latence, résilience, garantie de service). Depuis les années 2000, la technologie fibre optique est privilégiée pour les services de téléconduite. À ce jour, plus de 23 000 km de câbles optique desservent près de 1 200 sites électriques avec des connexions point à point le long des liaisons électriques souterraines, ou *via* des câbles enroulés autour des câbles de garde ou de phase, ou bien encore intégrés dans ces mêmes câbles.

Les réseaux de télécommunication déployés en propre par RTE sont peu redondants avec les infrastructures des principaux opérateurs commerciaux. Ils visent en effet à connecter des lieux situés le plus souvent à l'écart des principales zones d'habitation (postes électriques, centrales nucléaires), et pour cette raison non ciblés en priorité par ces derniers. De plus, les réseaux opérés ne sont pas conçus (en termes d'architecture), maintenus et exploités avec les mêmes objectifs que des réseaux privés adaptés à des besoins spécifiques.

Enfin, il s'agit de réseaux stratégiques, soumis à des règles de surveillance de plus en plus stricte dans le cadre de la lutte contre la cybercriminalité. Ce volet est réalisé sous la supervision de l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) et n'est pas détaillé dans le SDDR.

Piloter le système et aider à la prise de décision : la conduite et la supervision

Les systèmes de conduite et de supervision assurent l'observabilité et la commandabilité du système électrique *via* l'agrégation de l'ensemble des informations remontées des différents points du réseau. L'architecture de conduite du réseau repose sur une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande avec quatre niveaux de conduite :

1. un niveau national, réalisé par le centre de conduite (ou dispatching) national dont les missions essentielles sont l'équilibre en temps-réel production-consommation, la gestion du plan de tension, la gestion des échanges aux frontières et la maîtrise des transits sur le réseau de grand transport (400 kV - 225 kV) ;
2. un niveau régional, effectué par plusieurs dispatching locaux dont les missions essentielles consistent dans la surveillance des transits sur les réseaux de répartition (63, 90 et 225 kV), la maîtrise de la topologie du réseau, le pilotage de la tension par zones et la surveillance des injections aux nœuds électriques du réseau ;
3. un niveau intermédiaire, par groupements de postes électriques, en charge de la surveillance des installations électriques ;
4. un niveau local situé dans chaque poste électrique pour protéger, surveiller et commander les équipements. Ce niveau permet d'agir localement en ultime secours ou dans certaines phases de travaux.

En temps réel, RTE dispose de toutes les données concernant la topologie et la valeur des grandeurs électriques caractéristiques du fonctionnement du système. Ces données sont traitées au sein d'outils d'analyse et d'aide à la décision et les commandes nécessaires au bon fonctionnement du système électrique sont renvoyées au niveau local *via* l'envoi d'ordres automatiques ou manuels sur les différents matériels du réseau électrique.

Globalement, les systèmes d'information actuels datent des années 2000 et sont en évolution constante du fait de l'augmentation des données à traiter (augmentation du nombre d'entités à superviser) et des nouvelles possibilités d'analyse

et d'action en temps réel *via* la généralisation des automates.

Aujourd'hui, les centres de dispatching s'appuient sur une représentation de l'état du réseau grâce au traitement de plus de 40 000 télémesures[6] relevées toutes les 10 secondes et de plus de 350 000 télésignalisations[7] relevées à chaque changement d'état des matériels (par exemple, disjoncteur ouvert ou fermé). Cet échange massif de données répond à des besoins de service de nature différente :

- les services essentiels pour la sûreté et la sécurité du système électrique : il s'agit notamment d'assurer *l'observabilité* et la *commandabilité* du réseau en cas de blackout, afin :
  - d'avoir une connaissance précise de l'état des groupes de production (notamment les centrales nucléaires) pour maintenir l'alimentation de leurs services auxiliaires et, en cas de besoin, utiliser le réseau pour « renvoyer la tension » ;
  - d'avoir une connaissance précise de l'état du réseau et la capacité à le manœuvrer à distance afin de mettre en œuvre un plan de reconstitution du réseau et de réalimenter le plus rapidement possible les zones de consommation.
- les services de performance pour maintenir un haut niveau de qualité de l'électricité : il s'agit de limiter l'impact d'un défaut électrique *(protégeabilité)* grâce à des systèmes de protection permettant, en cas de défaut, une mise hors tension rapide et sélective des ouvrages et de rétablir l'alimentation des consommateurs au plus vite en cas de coupure.
- les services d'optimisation, qui visent à maximiser le volume de production renouvelable pouvant être accueilli sans modification de l'infrastructure de réseau (voir chapitre 3) ou à gérer le renouvellement de manière plus performante (voir chapitre 2) *via* la mise en œuvre d'une instrumentation numérique (capteurs ou automates). Cette hybridation entre les technologies électriques et numériques constitue une opportunité pour repenser l'exploitation du réseau de transport d'électricité, en faisant appel à des solutions moins coûteuses et plus flexibles permettant d'éviter le développement de nouvelles infrastructures.

Au cours des prochaines années, l'enjeu principal consiste à achever la numérisation de certaines infrastructures, à compléter le maillage par des réseaux de télécommunication performants, et à mettre en œuvre de nouvelles fonctionnalités.

6. La télémesure correspond à la transmission, depuis un appareil de mesure (transformateur de courant ou de tension) situé dans un poste électrique, de la valeur d'une grandeur physique (courant ou tension) jusqu'aux outils de conduite du réseau.
7. La télésignalisation correspond à la transmission, depuis un appareil d'aiguillage (sectionneur ou disjoncteur) situé dans un poste électrique, d'un état (ouvert ou fermé) jusqu'aux outils de conduite du réseau.

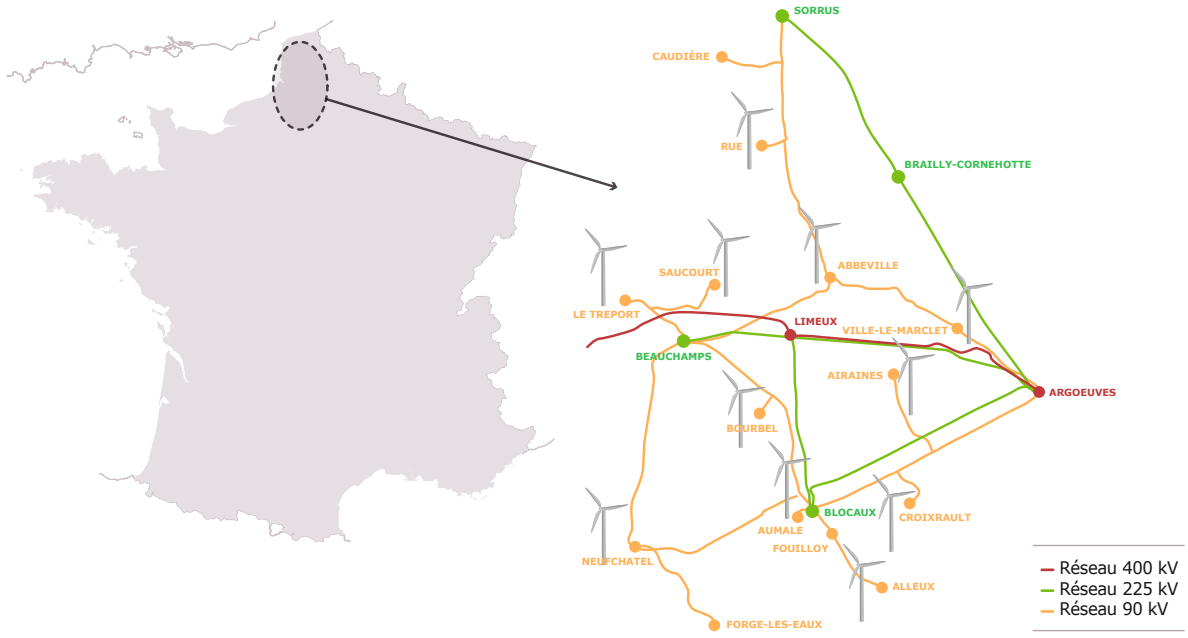
Le projet « Postes Intelligents » : un démonstrateur pour étudier la numérisation du réseau

Dans le cadre d'un consortium industriel[8] parrainé par l'ADEME au titre du programme des investissements d'avenir, RTE a déployé plusieurs innovations technologiques sur deux postes électriques, pour démontrer en situation d'exploitation l'apport du numérique. Les postes retenus pour cette expérimentation sont BLOCAUX et ALLEUX[9], deux infrastructures du réseau de transport contribuant à l'aiguillage des flux induits par la production éolienne, dont le rythme d'implantation est très soutenu sur ce territoire.

Ce démonstrateur vise trois objectifs :

1. La conception et la mise en œuvre d'une nouvelle architecture du contrôle commande d'un poste électrique et l'utilisation de nouveaux matériels à haute tension de mesure dits à interface numérique, le tout utilisant la norme IEC 61850[10] régissant les échanges d'information entre les équipements électriques intelligents.
2. L'expérimentation de différents types de capteurs pour connaître l'état des équipements du poste et mesurant les conditions d'environnement (météorologie locale) pour réaliser une

Figure 4.2 Localisation de la zone de réseau environnant les démonstrateurs situés dans les postes de BLOCAUX et ALLEUX



8. Outre RTE, le consortium rassemble Enedis, GE Solutions Grids, NOKIA, SCHNEIDER Electric, NEELOGY.
9. Le poste de BLOCAUX, situé sur la commune de Gauville dans la Somme, en dessous d'Amiens, est un nœud électrique structurant de la zone puisque raccordé d'une part au réseau 225 kV et d'autre part au réseau 20 kV du distributeur avec un échelon intermédiaire à 90 kV. De son côté, le poste de ALLEUX, situé sur la commune de Grandvilliers également dans la Somme, est un poste 90 kV raccordé au réseau 20 kV du distributeur.
10. Cette norme définit un standard pour assurer l'« interopérabilité pour les applications de protection et de contrôle ».

surveillance en temps réel des matériels de poste et des liaisons aériennes.

3. Une fois réalisés les deux objectifs précédents, l'utilisation des informations pour créer de nouvelles fonctions de surveillance, voire d'automatisme à effet local incluant plusieurs postes électriques pour gérer la production éolienne de la zone, génératrice de contrainte sur le réseau de transport dans certaines situations défavorables.

Engagés en 2013, ces démonstrateurs ont confirmé certains avantages de la numérisation : diminution des câblages en cuivre au profit de la fibre optique et réduction du nombre de bâtiments intermédiaires de relayage. L'augmentation du nombre d'informations disponibles sur le fonctionnement des matériels et l'architecture numérique retenue rendent possible les télé-opérations de maintenance depuis le centre de maintenance de Lille minimisant les déplacements.

La mise en œuvre opérationnelle a aussi fait émerger des difficultés techniques telle que la synchronisation des équipements entre eux ou encore la représentation commune et précise des données échangées. Ces complications sont autant d'écueils évités dans les extensions industrielles de ce projet, à savoir les postes de nouvelles génération. Certaines fonctions avancées telles que les automates de zone se sont révélées, sur le démonstrateur, plus complexes à mettre en œuvre en situation réelle, avec une mise en service retardée malgré des résultats concluant en phase de maquettage.

Aujourd'hui, toutes les fonctions envisagées initialement ne sont pas encore pleinement opérationnelles. Pour autant, les enseignements ont été nombreux et l'héritage du poste intelligent est important sur le plan industriel puisque :

- la solution R#Space, qui deviendra le nouveau standard interopérable de contrôle-commande de RTE, est largement inspirée des expérimentations réalisées avec les solutions interopérables du poste de BLOCAUX ;
- le système de DLR[11] est en cours de déploiement dans les zones de contraintes d'évacuation d'éolien, bien que des analyses complémentaires au projet doivent être menées pour consolider les modélisations testées[12] sur le démonstrateur de BLOCAUX ;
- les automates de supervision du réseau, qui s'inspirent du concept d'automates de zone du démonstrateur de BLOCAUX, entrent dans un processus de conception et de qualification, *via* le projet NAZA[13], pour définir une architecture industrielle robuste et généralisable sur toutes les zones de réseau fortement sollicitées par la production d'EnR.

Les démonstrateurs de BLOCAUX et ALLEUX ont permis de gagner en maturité sur les technologies numériques. Ces démonstrateurs sont pérennes sur le réseau et conserveront leur fonction de laboratoire numérique en environnement opérationnel. La stratégie d'hybridation décrite dans ce chapitre vise à réussir le changement d'échelle pour ces solutions afin d'activer les différents leviers de gains économiques.

11. *Dynamic Line Rating :* estimation dynamique de l'ampacité (courant) d'un conducteur aérien
12. L'une fondée sur un capteur installé directement sur la ligne électrique, l'autre réalisée grâce à des stations météorologiques localisées judicieusement.
13. Nouveaux Automates de Zones Adaptatifs

4.2 La cible fonctionnelle pour l'ossature du réseau

Au cours des prochaines années, plusieurs programmes sont prévus pour renouveler l'ossature du réseau, traitée dans ce chapitre, et l'adapter à la transformation du mix électrique qui s'annonce.

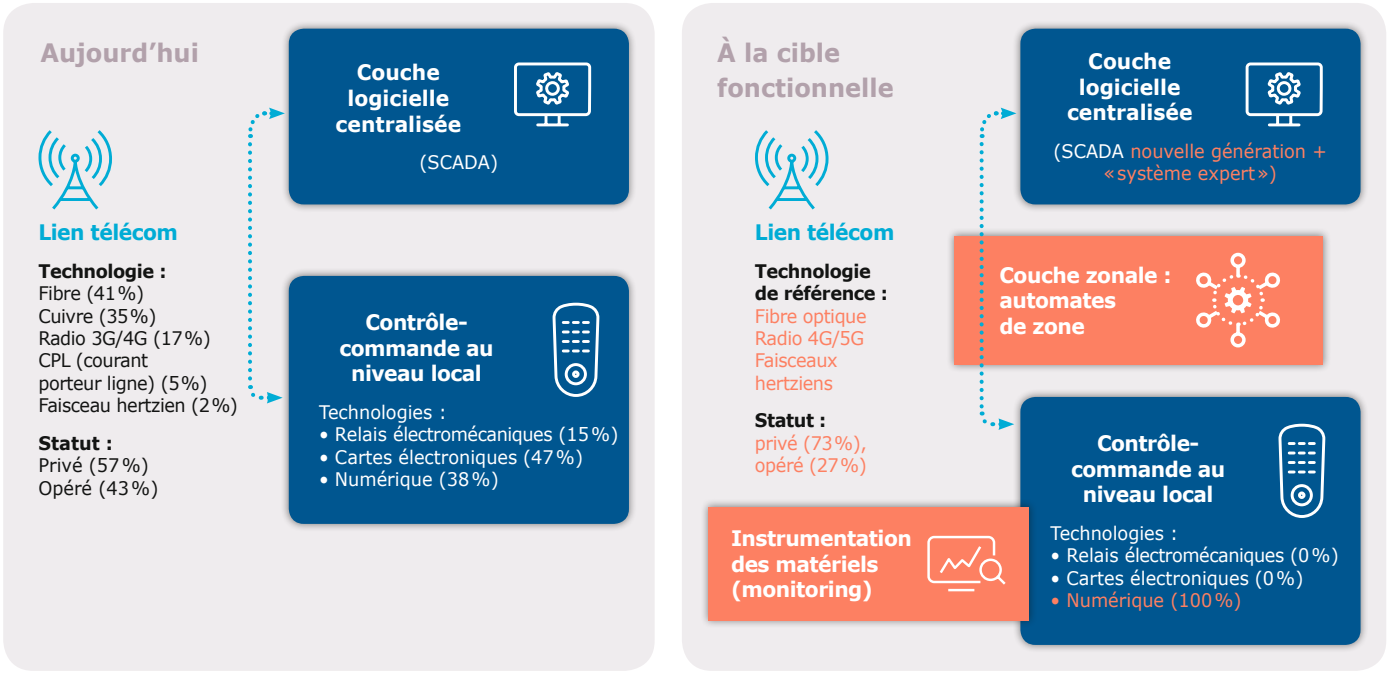
D'une part, certains dispositifs de contrôle-commandes deviennent obsolètes et devront être renouvelés durant la période. Cette problématique s'apparente à celle qui est présentée au chapitre 2 pour les liaisons, les pylônes et les postes.

D'autre part, l'accueil sur le réseau des nouvelles installations de production prévue par la PPE ou le renouvellement du réseau électrique existant peuvent être réalisés à moindre coût en s'appuyant sur un «socle numérique» plus étendu qu'aujourd'hui. Ce «socle numérique» doit autoriser un meilleur contrôle des flux sur les lignes du réseau et permettre par ce biais de réduire les investissements par rapport à un scénario tendanciel : il constitue ainsi un prérequis à la politique de «dimensionnement optimal» présentée au chapitre 3 et le support de la nouvelle politique de gestion des actifs articulée comme l'une des réponses au défi du «mur de renouvellement» à l'horizon 2030.

Ce «socle numérique» consiste en des évolutions sur les contrôles-commandes, les liaisons télécoms, l'instrumentation des composants du réseau et les systèmes d'information (couche logicielle).

Dans cette partie, la cible fonctionnelle est présentée, articulée autour de la cible de 2030 (la partie suivante présente les aménagements proposés par RTE pour la mener à l'horizon 2035).

Figure 4.3 Ossature de contrôle-commande et télécommunications du réseau électrique



Enjeux pour le contrôle-commande : 1 - Renouveler les composants obsolescents dans les postes électriques

Les dispositifs de contrôle-commande déployés à partir des années 1970 sont vieillissants et s'appuient sur des technologies devenues obsolètes (relais électromécaniques) qui en limitent les fonctionnalités. En particulier, ces systèmes n'étant ni surveillés ni redondés, leur rôle de protection pour le système en cas de défaut électrique n'est pas garanti. Par ailleurs, ils n'offrent pas les possibilités de maintenance à distance rendues possibles par les technologies numériques.

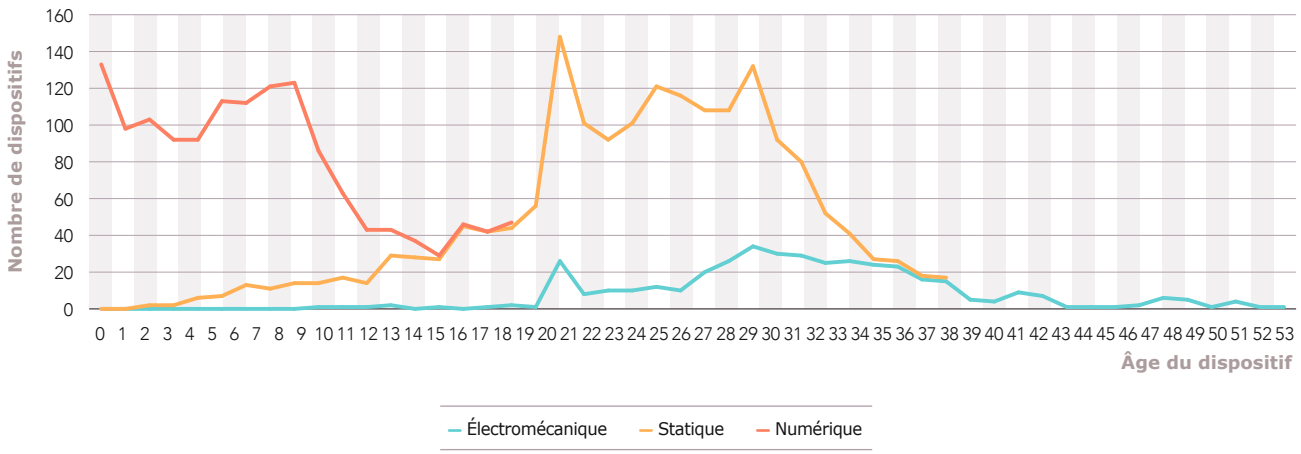
La pyramide des âges des paliers de contrôle-commandes installés est à cet égard très éclairante et permet de documenter le vieillissement « mécanique » de ces composants ainsi que l'importance de l'effort de renouvellement à y consacrer.

À compter de 2020, un effort accru de renouvellement des composants obsolescents sera à l'ordre du jour. Cet effort se traduira par une augmentation de 50 M€/an des budgets qui y sont consacrés. Ainsi, par rapport à une rythme tendanciel d'environ 100 M€/an, les budgets de renouvellement se monteront à environ 150 M€/an sur 2021-2030 puis devraient diminuer progressivement de manière à se caler à 120 M€/an après 2030.

À l'occasion des renouvellements des contrôles-commandes, les paliers techniques les plus récents peuvent être déployés. Ces paliers sont compatibles avec les exigences du nouveau « socle numérique ». À partir de 2022, la solution R#Space[14] dotera les postes de nouvelle génération d'une architecture totalement numérique et interopérable afin de favoriser la configuration et l'évolution des fonctions et des automatismes sur le système électrique.

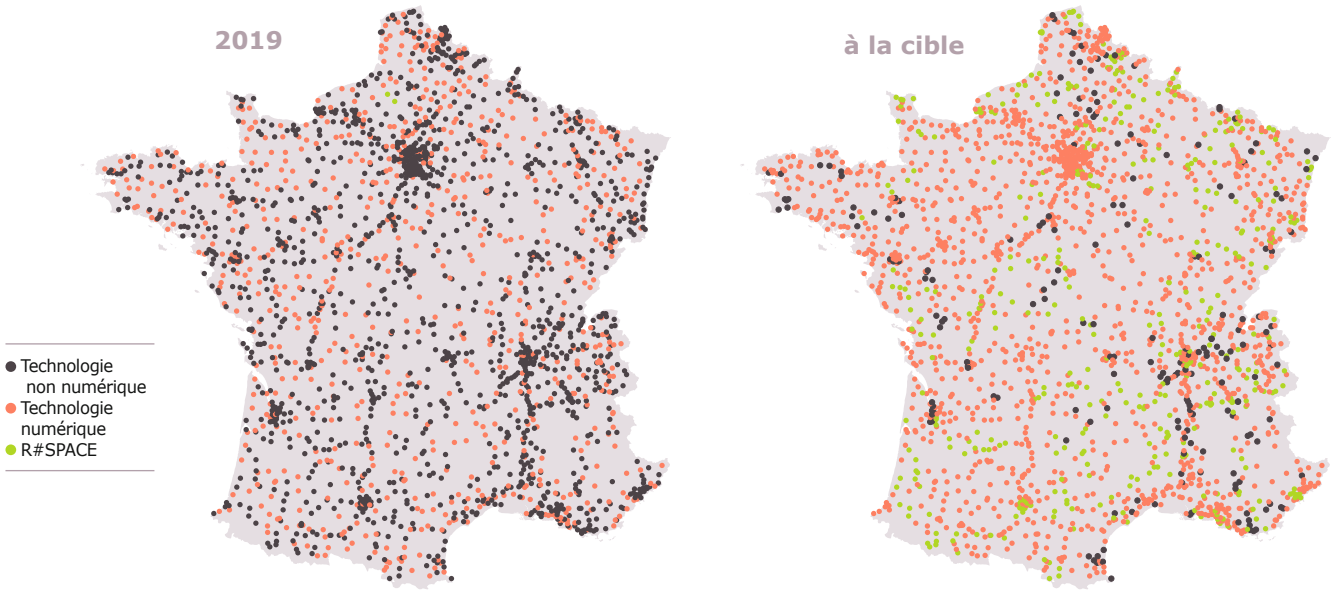
Avec ce nouveau palier technologique, les évolutions fonctionnelles doivent être facilitées et les dispositifs d'action et de surveillance pourront être adaptés à l'état du système électrique dans la zone de surveillance, en tenant compte par exemple, de l'intermittence des flux liées à l'essor des énergies renouvelables, ou des problématiques propres aux consommateurs industriels de la zone. Ces nouveaux paliers permettent de réduire le temps d'indisponibilité des équipements, en minimisant les déplacements et en favorisant les conditions de sécurité.

Figure 4.4 Pyramide des âges des paliers de contrôle commande installés par poste électrique



14. RTE # Smart Protection and Automation Control Ecosystem – *https://www.rte-france.com/fr/article/rspace*

Figure 4.5 Carte des postes électriques équipés de contrôle-commande numérique en 2019 et à la cible



2 – Anticiper le renouvellement afin d'optimiser le réseau pour l'insertion des énergies renouvelables

Le remplacement «tendanciel» des contrôles-commandes conduirait à avoir doté tous les postes d'une technologie numérique à l'horizon 2045. Cet horizon est trop tardif par rapport aux échéances de déploiement de la cible fonctionnelle, et notamment très largement postérieur aux jalons clés pour les enjeux de renouvellement (avec le «mur» de 2030) et le développement des EnR.

Il est donc prévu d'anticiper le renouvellement de certains dispositifs de contrôle-commande afin de basculer plus rapidement vers les paliers numériques.

Compte tenu du rythme soutenu de développement des EnR variables dans les différents scénarios, une hypothèse de déploiement très rapide a initialement été retenue par RTE. Cette cible, développée en 2015, consiste à prévoir une numérisation de l'ensemble des systèmes de contrôle-commande d'ici 2030. Le coût de cette stratégie d'anticipation a été évalué à environ 80 M€ par an sur la période 2021-2030.

Le travail plus approfondi de confrontation des études AMDEC[15] et d'analyse des trajectoires de développement des énergies renouvelables, mené conjointement à l'élaboration du SDDR, conduit à revoir cet objectif et à repousser l'objectif de bascule de la totalité des contrôles commandes en numérique à l'horizon 2035.

15. Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité : méthode d'évaluation des conséquences de divers évènements (aléas, défaillances) sur le fonctionnement d'un équipement et de l'impact sur le système auquel il appartient.

Les deux systèmes de contrôle commande : Smart Electre et R#SPACE

Smart Electre et R#SPACE sont deux solutions contrôle-commande numérique avec des apports fonctionnels différents, bien qu'elles satisfassent toutes les deux aux fonctions essentielles d'un système contrôle-commande : protéger – surveiller – commander.

Le palier Smart Electre sera disponible, pour tout type de poste, à partir de 2019. Ses apports fonctionnels complémentaires concernent principalement la maintenance par l'accroissement de la supervision et des interventions à distance qui permettent de réduire le temps d'indisponibilité des équipements (gains sur les phases de diagnostic, de première intervention voire de relance des équipements), de faciliter le déploiement de correctifs ou d'évolutions de leur configuration. Ces télé-interventions réduisant les déplacements et le nombre d'intervenants nécessaires, favorisent de fait les délais de retour à la normale et les conditions de sécurité.

Au-delà des apports fonctionnels, cette solution de transition, a été conçue dans l'objectif de réduire le coût de son déploiement (séparation des coûts de développement/qualification des coûts du déploiement, assiette concurrentielle élargie, jeux de spécifications uniques, méthodes d'installation innovantes). Par ailleurs, cette solution présente les inconvénients d'une numérisation partielle et d'un système numérique toujours propriété du fournisseur. Ceci limite fortement l'évolutivité de Smart Electre car chaque nouvelle fonction doit être spécifiée, étudiée, développée, qualifiée autant de fois que de fournisseurs (4) ce qui nécessite des délais de plusieurs années, renchérit le coût de son déploiement comprenant souvent des travaux de câblage.

Dans le contexte d'un avenir de plus en plus incertain, l'infrastructure haute-tension nécessite une plus grande flexibilité dans son fonctionnement. En s'appuyant sur le retour d'expérience des anciens paliers et sur les réussites du démonstrateur du Poste Intelligent de Blocaux, RTE met au point un nouveau système de contrôle commande 100 % numérique, ouvert, interopérable et sûr, socle des postes de nouvelle génération : R#SPACE.

R#SPACE sera disponible pour les postes les plus simples à partir de 2023 et les plus complexes à partir de 2026. Cette solution palliera les deux principales limites du palier Electre (dont Smart Electre) en proposant :

- une numérisation intégrale, inspirée du poste intelligent, permettant le partage de toutes les données à l'ensemble des fonctions (une donnée pour plusieurs usages)
- un modèle de données, maîtrisé par RTE, selon la norme IEC 61-850. RTE est alors l'intégrateur fonctionnel du système, même si le modèle de données peut être partagé et enrichi par d'autres.

R#SPACE permettra d'intégrer, de manière plus rapide et adaptée (en volume, en consistance et en coûts) de nouvelles fonctions (support de plus de flexibilité) comme les automates, de nouveaux matériels haute tension et d'acquérir un nombre croissant d'informations sur l'état des ouvrages.

R#SPACE s'inscrit pleinement comme un des projets pivot de transformation de l'outil industriel aux enjeux des transitions énergétique et environnementale permettant de tirer plus de profit de l'infrastructure électrique grâce aux apports de fonctions numériques.

Enjeux pour le réseau de télécommunication : 1 – assurer les services fondamentaux de sûreté du système électrique en cas de blackout, 2 – maintenir la performance et la qualité de l'électricité, 3 – optimiser le réseau existant pour les nouveaux usages

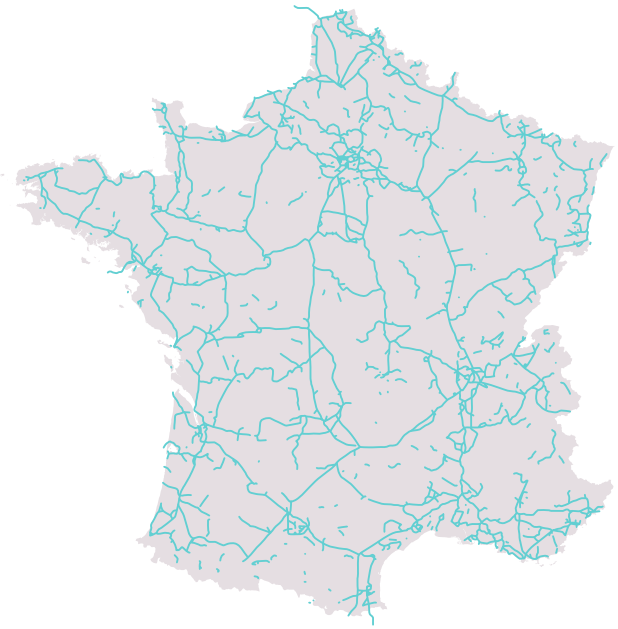
La cible fonctionnelle repose, pour ce qui concerne les liens télécoms, sur l'utilisation de solutions privées et de solutions opérées. Les arbitrages entre ces types de solutions, ou les technologies utilisées pour ces liaisons de télécommunications, demeurent en revanche des points pour lesquels les orientations présentées dans le SDDR pourront être réinterrogées en fonction de la compétitivité relative des différentes solutions.

Sur le fond, les services fondamentaux assurés par l'intrastructure de télécommunication doivent couvrir des besoins spécifiques en matière de résilience et de latence, tels que la continuité d'alimentation, en particulier en cas de blackout (sûreté du système et contribution à la sûreté nucléaire) ou le fonctionnement des systèmes de protection (sécurité des biens et des personnes).

Les services offerts par les liens de télécommunications peuvent être regroupés selon leur finalité.

1. **Contribuer à la sûreté nucléaire en cas de blackout électrique :** en cas de rupture d'alimentation (résultant par exemple d'un aléa climatique exceptionnel comme une tempête) ou de blackout, des exigences spécifiques sont fixées dans le référentiel de sûreté des centrales nucléaires. Il est ainsi prévu que, même privées d'une source externe d'alimentation de leurs auxiliaires de sûreté, les centrales puissent fonctionner de manière ilotée ou en utilisant leurs moyens de secours internes. Un troisième niveau de protection est assuré par le réseau : une procédure spécifique prévoit que la tension puisse être rétablie par l'intermédiaire d'un renvoi de tension depuis un groupe de production disposant de la capacité de démarrer sans tension à ses bornes (groupe hydraulique ou turbine à combustion). Une liaison télécom apte à fonctionner en situation de blackout est nécessaire pour réaliser ce renvoi de tension. La cible fonctionnelle repose sur des liaisons privées pour cette fonction.

Figure 4.6 Chemins optiques déployés sur le territoire au 31 décembre 2018



2. **Garantir l'observabilité et la conduite du réseau en cas de blackout électrique :** en cas de blackout électrique, aucun opérateur télécom ne garantit la résilience de ses réseaux et la continuité d'alimentation. Dans le cas du système électrique, l'impossibilité de pouvoir utiliser les liens permettant de collecter les informations sur l'état des composants du réseau constituerait un événement dont les conséquences ne sont pas acceptables en matière de gestion du risque. L'absence d'information sur l'état du réseau et des groupes de production, l'impossibilité de manœuvrer à distance le réseau de transport ralentirait considérablement la mise en œuvre du plan de sauvegarde, perturbant la réalimentation progressive des sites nucléaires et *in fine* des plus grosses zones de consommation. Il est dès lors nécessaire de prévoir des niveaux de redondance, ou d'astreindre l'infrastructure de télécommunications à des exigences précises.

Ces services s'appuient depuis de nombreuses années sur une infrastructure privée de télécommunication, qui offre une meilleure garantie pour les fonctions d'observabilité et de commandabilité dans ces situations critiques. Pour ces différents services, la cible fonctionnelle est basée sur un réseau privé dont l'alimentation électrique est assurée par les auxiliaires secourus des postes électriques, sur une technologie fibre optique, et sur une maîtrise des composants et des fournisseurs en lien avec les exigences fixées dans la loi de programmation militaire.

3. **Maintenir la performance du réseau électrique et la qualité d'électricité :** les ouvrages de RTE disposent de systèmes de protection, afin de garantir la sécurité des biens et des personnes, permettant en cas de défaut une mise hors tension rapide et sélective des ouvrages. Les délais de transmission requis sont compris entre 4 et 10 millisecondes pour ces système de protections et de téléaction, alors que les standards des opérateurs télécom sont de l'ordre de 50 à 100 millisecondes. Ces performances du réseau de télécommunication sont indispensables pour la qualité de l'électricité, notamment pour rétablir l'alimentation des consommateurs au plus vite en cas de coupure.

Cette finalité est aujourd'hui assurée par un opérateur de téléphonie et donc par une infrastructure opérée. Au vu du faible intérêt manifesté par les opérateurs privés dont les services se concentrent sur les besoins grand public et afin d'accroître la maîtrise des délais de maintenance, la qualité et l'évolutivité de ces services, l'orientation privilégiée consiste, à ce jour, à retenir une solution privée, sauf à ce que le service puisse être opéré par un tiers à des conditions plus compétitives. La cible fonctionnelle privilégie la fibre optique, mais d'autres technologies sont envisageables, notamment à l'horizon 2030.

4. **Servir de support au « socle numérique »**
   Enfin, l'infrastructure de télécommunication est le support de services d'optimisation indispensables au « socle numérique ». Celui-ci permet :
   - une réduction des dépenses d'adaptation du réseau pour accueillir plus de 85 GW[16] d'EnR sur la période 2021-2030 ;
   - une modération des besoins de renouvellement du réseau en tirant parti d'une gestion patrimoniale des actifs.

Cette performance est conditionnée par le déploiement d'un nombre important de nouvelles solutions technologiques pour superviser et agir sur l'état du réseau en temps réel (DLR, automates…). Celles-ci doivent bénéficier d'infrastructures de communication adaptées, avec des temps d'intervention dans un délai de quelques secondes.

S'agissant de cette catégorie, la cible fonctionnelle n'est pas prescriptive quant à la nature de l'infrastructure (privée ou opérée) ou à la technologie utilisée (la fibre est considérée comme le meilleur moyen de rendre le service à courte échéance, mais ceci ne vaudra pas forcément à l'horizon 2030). Les solutions retenues sont les moins coûteuses, à niveau de service fixé.

Le volume associé à cette quatrième finalité demeure à préciser de manière fine.

Pour l'ensemble des différentes finalités, l'atteinte intégrale de la cible fonctionnelle par la technologie fibre et sous la forme d'une infrastructure privée conduirait à un investissement de près de 90 M€ par an pendant 10 ans, pour le raccordement de 1 700 nouveaux sites. Ce chiffre est néanmoins très indicatif, dans la mesure où d'autres évolutions technologiques pourraient être intégrées à ce déploiement, notamment avec l'émergence de la 5G[17], en fonction de sa maturité technique et économique.

16. Objectifs hauts du projet de PPE concernant le PV et l'éolien (offshore et terrestre) à l'horizon 2028.
17. 5e génération des standards de téléphonie mobile, promettant des débits adaptés aux services traitant de grosses quantités de données (imagerie en trois dimensions voire holographique, Internet des objets, intelligence artificielle…).

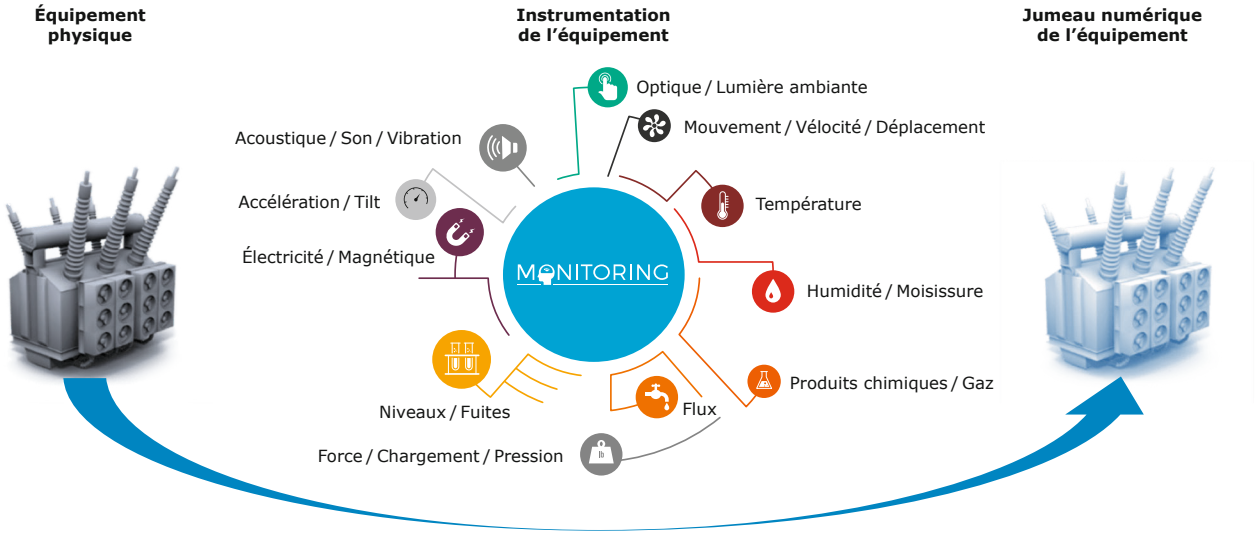
Enjeux pour les solutions numériques : instrumenter à grande échelle le réseau pour mieux exploiter et maintenir l'infrastructure existante

La mise en œuvre du «dimensionnement optimal», dans les termes proposés par RTE au chapitre 3 (gestion homogène par zone et pas de «contractualisation spécifique» d'un niveau de service rendu plus fiable pour certains producteurs) s'appuie sur des évolutions des fonctionnalités du socle numérique : une observabilité du réseau améliorée grâce à la généralisation des systèmes de supervision *(monitoring),* et une commandabilité du réseau renforcée par la mise en œuvre par des automates de zone.

L'amélioration de l'observabilité du réseau et de la maintenance de l'infrastructure est obtenue par la généralisation des systèmes de monitoring en charge afin de récolter plus de données sur le matériel, son état électrique, technique et son environnement. Ces données servent à la fois en temps réel (amélioration de la solution proposée) et *a posteriori* (amélioration des modèles de prises de décision) :

- Pour la maintenance des matériels, l'objectif visé par la démultiplication des capteurs sur les équipements est la constitution d'une représentation numérique fidèle des équipements physiques. Comme dans de nombreux secteurs où la réalisation de jumeaux numériques[18] conduit à envisager des modes d'action très différents sur les infrastructures, cet axe de la politique de de RTE pourrait conduire à redéfinir à terme en profondeur la manière de maintenir le réseau, mais aussi de l'exploiter et de le dimensionner. Cette perspective prend tout son sens dans la perspective du «mur de renouvellement» de 2030 présenté au chapitre 2 sur les enjeux de renouvellement.
- Pour l'exploitation des matériels et le dimensionnement optimal du réseau, l'objectif consiste à relever avec une précision et une régularité accrues l'état électrique des matériels ou leur capacité de transit maximal admissible (voir l'exemple du DLR en chapitre 3) par la mise en œuvre de solutions innovantes pour capter la sollicitation instantanée des matériels. Le déploiement de cette instrumentation permettra de dépasser dans les situations favorables

Figure 4.7 Principe de constitution d'un jumeau numérique à partir de mesures réalisées *in situ*



18. Concept adhérent à la notion de l'Internet des objets, le jumeau numérique est une modélisation numérique exhaustive d'un système, construite à partir de mesures réalisées *in situ*.

certains seuils conservatifs (par exemple : une valeur pour l'hiver et une valeur pour l'été pour la capacité de transit des liaisons). *In fine,* le gain de performance résultera dans un meilleur dimensionnement du réseau et permettra d'éviter de développer certaines nouvelles infrastructures, comme présenté dans le chapitre 3 sur les enjeux d'adaptation.

L'instrumentation en amont d'un nombre important de matériels, différents par leur nature, leur technologie et leur environnement est un prérequis à cette politique.

L'amélioration de la commandabilité du réseau offre également de **nouvelles opportunités** en améliorant la capacité à utiliser l'infrastructure existante au plus près des limites tout en maîtrisant le niveau de risque. Elle est obtenue par le déploiement d'automates de zone qui intègrent, au-delà des adaptations topologiques classiques (surveillance des flux sur les lignes et modification des aiguillages du réseau), les nouvelles flexibilités (DLR, batteries de forte puissance…) et, en dernier recours, la capacité à ajuster les niveaux de production ou à activer des effacements de consommation sur la zone électrique surveillée.

Ces automates nécessitent, pour agir de manière rapide, ciblée et ajustée en cas d'apparition de contraintes, une connaissance précise des capacités de transit des ouvrages et de leur état. Basés sur des algorithmes prédictifs[19], ces automates requièrent une infrastructure télécom haut-débit et sont conçus pour s'interfacer facilement avec les nouvelles générations de contrôle-commande.

Les gains de l'instrumentation du réseau électrique par des solutions numériques sont principalement issus des économies liés à des renouvellements ou à des adaptations évités :

- sur la rénovation du réseau à partir de 2025 et jusqu'à 10 % en 2035 pour un bénéfice d'environ 40 M€ par an, quel que soit le scénario (voir chapitre 2).
- sur l'adaptation du réseau, à partir de 2021 et en accroissement jusqu'à 2035, estimé en moyenne à 170 M€ par an sur le scénario PPE (voir chapitre 3).

Pour espérer ces gains significatifs sur les investissements d'adaptation et de rénovation du réseau, une instrumentation graduelle des différents composants du réseau est nécessaire. L'ambition affichée consiste, sous réserve de rentabilité technico-économique, à ce que 50 % des matériels soient instrumentés à l'horizon 2030. Ce poste de dépense est marginal dans l'équation et pèse pour environ 10 M€ par an sur la période 2021-2030.

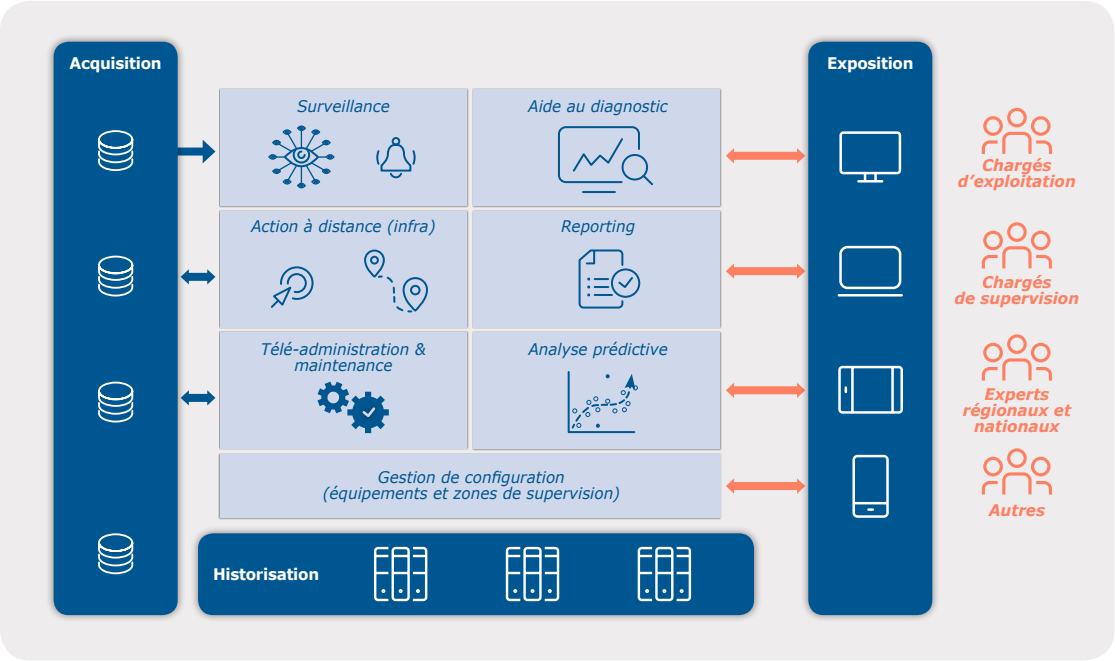
Enjeux pour la couche logicielle : Concevoir des plateformes informatiques performantes pour exploiter les données et superviser le système électrique de demain

Dans un système électrique composé d'un important parc de production intermittent (mais pilotable) et d'un réseau dimensionné au plus juste, la capacité à explorer l'ensemble des situations pouvant survenir à court et moyen terme est indispensable pour pouvoir anticiper les actions d'exploitation et de maintenance optimales. Pour ce faire, des outils de modélisation, de supervision et d'aide à la décision performants sont nécessaires. Ces outils s'appuient sur les nombreuses données remontant des nœuds du système électrique, au travers des sytèmes assurant l'observabilité du réseau.

Pour s'adapter à l'évolution de la façon d'exploiter le réseau, un nouveau système de supervision des flux est en préparation. Ce système s'appuie sur l'intelligence artificielle[20] pour anticiper les situations à risque et proposer des parades garantissant la sauvegarde du réseau. Il est adapté à la complexité croissante des situations d'exploitation en présentant aux opérateurs une vision synthétique du réseau, particularisée à la situation rencontrée.

19. Algorithmes de type « Model Predictive Control » équivalent aux calculs de flux électriques réalisés dans les logiciels d'études de réseau
20. Projet de R&D Apogée (Anticipation du Poste Opérateur pour une Gestion Évoluée du système Electrique) – *https://www.rte-france.com/sites/default/files/files/au_coeur_du_reseau_dossier.pdf*

Figure 4.8 Services prévus à la cible par le système de supervision des matériels et des infrastructures du réseau électrique



Afin de rationaliser et d'améliorer la maintenance des équipements, un système de supervision des matériels et des infrastructures doit être déployé. La finalité de ce système est de fournir des aides au diagnostic et des analyses prédictives du comportement des matériels. Il s'appuie sur les données collectées par les dispositifs de monitoring pour évaluer en temps réel l'état des composants et définir préventivement les actes de maintenance adaptés, permettant *in fine* de réduire la fréquence et la durée des avaries.

Enfin, en amont de la supervision en temps-réel, des nouveaux outils d'étude et d'analyse du réseau électrique doivent permettre de simuler les transits sur le réseau électrique ou le comportement des matériels et d'évaluer la pertinence des solutions offertes par les technologies numériques dans de nombreuses situations de projections possibles. Ces nouvelles plateformes de simulation visent à identifier les solutions les plus sobres et les plus performantes pour exploiter, rénover et adapter le réseau en tenant compte de l'arrivée massive des énergies renouvelables sur le réseau.

Le développement d'applications informatiques innovantes permettant de superviser le réseau et de répondre aux enjeux de la transition énergétique se traduit par des dépenses de l'ordre de 40 M€ par an[21] sur la période 2021-2030.

La valeur ajoutée de la stratégie de numérisation complète est grande mais elle nécessiterait des efforts importants d'investissement d'ici 2030

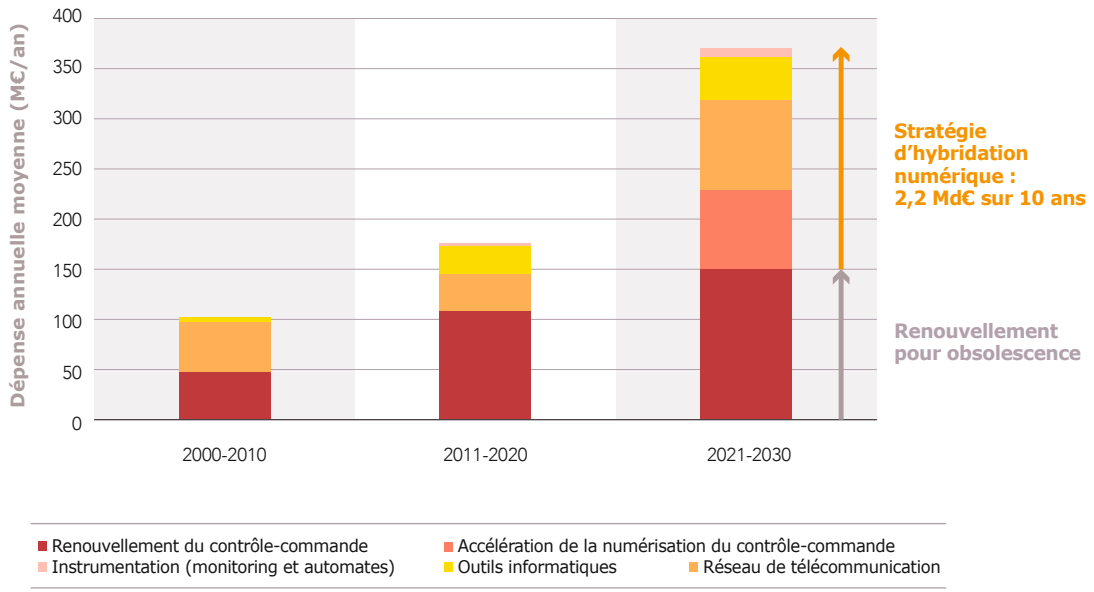
Afin d'atteindre l'ambition d'une numérisation complète du réseau à l'horizon 2030, les dépenses à envisager sur l'infrastructure numérique avoisinent 2,2 Md€ sur la période 2021-2030, en complément

21. Une part est déjà intégrée vis-à-vis du renouvellement classique des applications informatiques (tertiaires ou industrielles) utilisées actuellement pour la conduite et l'analyse du réseau estimé à 100 M€ par an

des 1,5 Md€ nécessaires pour le renouvellement des dispositifs de contrôle-commande. Ce niveau d'investissement permet de répondre aux exigences de sûreté et de sécurité du système électrique, d'accompagner des scénarios ambitieux de transition énergétique comme celui de la PPE et d'assurer une gestion optimisée des actifs du réseau.

Cette stratégie s'appuie (i) sur le renouvellement tendanciel des équipements obsolescents notamment pour les systèmes de contrôle-commande et pour les applications informatiques, (ii) sur une anticipation de la numérisation pour les équipements de contrôle-commande non-numériques, (iii) sur le déploiement complet du réseau de télécommunication dédié et sur l'intégration de nouvelles solutions de flexibilités sur le réseau et dans les outils de supervision. Ce scénario de référence répond à un objectif de numérisation du réseau avec un horizon cible à 2030.

Figure 4.9 Montant de la stratégie de renouvellement du contrôle-commande et de numérisation sur la période 2000-2030 avant ajustement



4.3 Au-delà d'un socle incompressible, la trajectoire de numérisation devra être adaptée à la dynamique de la transition énergétique

La cible fonctionnelle pour l'ossature numérique du réseau a été définie en 2015, alors que les arbitrages sur les scénarios de transition énergétique n'étaient pas finalisés. Au vu des projections disponibles à cette période, notamment en matière de développement des EnR, l'échéance pour l'atteinte de cette cible numérique a été fixée à 2030. Cet objectif résulte en une forte augmentation des investissements pour la stratégie numérique, alors que des financements importants seront par ailleurs nécessaires pour les autres catégories d'investissements et qu'un nouveau cadre est fixé par la PPE. Dans ce contexte, il convient de prioriser les investissements liés à la stratégie numérique en raisonnant par paquets homogènes en termes d'enjeux et de valeur. Cette démarche conduit à ajuster la dynamique de numérisation permettant d'atteindre la cible fonctionnelle et à retenir pour la trajectoire de référence du SDDR trois paquets constituant le « socle numérique » (0, 1 et 2). Ce socle minimal pourra être complété par un paquet complémentaire (3), dont la réalisation dépend de la dynamique de transition énergétique.

Un socle numérique est nécessaire pour répondre aux besoins liés au vieillissement, compléter le dispositif essentiel de sûreté du système électrique et maintenir la performance du réseau

Le socle numérique incompressible est constitué des trois paquets suivants :

Le paquet 0 « renouvellement » pour répondre au vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande installés dans les postes depuis les années 1970. Un effort accru de renouvellement des composants obsolescents est nécessaire à partir de 2021 (environ 150 M€/an sur 2021-2030, puis 120 M€/an sur 2031-2035) par rapport à aujourd'hui (environ 100 M€/an).

Le paquet 1 « fondamental » pour étendre l'infrastructure privée télécom afin de garantir *l'observabilité* et la *commandabilité* du réseau en cas de blackout électrique, et assurer *in fine* la sûreté et la sécurité des biens et des personnes.

Le paquet 2 « performance » pour :

- **Reprendre le service opéré de système de protections et de télé-actions *via* l'extension de l'infrastructure télécom privée sur 500 nouveaux sites** afin de rétablir l'alimentation des clients au plus vite en cas de coupure. Afin d'accroître la maîtrise des délais de maintenance, la qualité et l'évolutivité de ces services, la solution privilégiée par RTE consiste à étendre le réseau privé de télécommunications sur les sites où ce service était garanti jusqu'à présent. L'extension de l'infrastructure télécom pour les paquets 1 et 2 représente un investissement de 30 M€ par an sur la période 2021-2030 et correspond à un réseau de télécommunication de 29 000 km (1 700 sites fibrés au total).
- **Instrumenter le réseau électrique par les solutions numériques** afin d'exploiter le réseau existant au plus proche de ses limites et réaliser des économies sur les renouvellements et les adaptations. Avec une cible de 50 % des matériels instrumentés à l'horizon 2030, les dépenses associées sont d'environ 10 M€ par an sur la période 2021-2030 et devrait se poursuivre après 2030. Cette instrumentation devra s'accompagner du **renouvellement accéléré de certains systèmes de contrôle-commande,** pour environ 25 M€ par an sur la période 2021-2030, afin de rendre compatible certains sites en technologie ancienne avec les échanges de données nécessaires à l'exploitation optimale du réseau.
- **Superviser les flux et des matériels *via* le déploiement d'outils performants** favorisant une aide à la décision enrichie. Le développement d'applications informatiques innovantes

se traduit par des dépenses de l'ordre de 40 M€ par an sur la période 2021-2035.

Ce paquet «performance» est nécessaire pour maintenir la performance du réseau électrique actuel en minimisant l'impact des défauts sur la coupure de consommation et pour mieux maîtriser les investissements d'adaptation et de renouvellement *via* un dimensionnement optimal du réseau en intégrant des écrêtements sur la production décentralisée.

Le socle numérique minimal (paquets 0 + 1 + 2) nécessite, en complément du renouvellement tendanciel des systèmes informatiques et de contrôle-commande obsolescents (150 M€ par an jusqu'en 2030), le déploiement d'une stratégie de numérisation représentant en moyenne 90 M€ par an. Cette stratégie de numérisation, qui représente 1,4 Md€ sur 15 ans, permet d'accéder à un gisement d'économie sur les opérations d'adaptation et de renouvellement du réseau estimé entre 1,5 et 2,8 Md€ (voir chapitres 2 et 3).

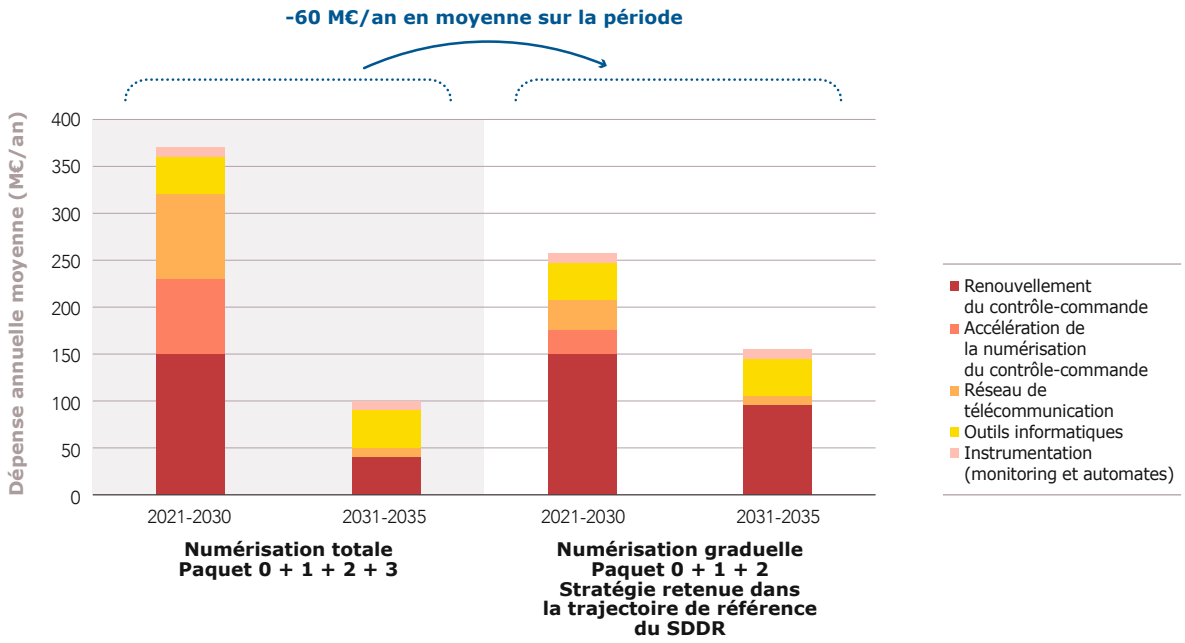
Des efforts complémentaires (paquet 3) pourraient être déployés en fonction de la dynamique constatée des scénarios de transition énergétique sur les territoires

Afin d'anticiper un déploiement ambitieux des solutions flexibles sur tout le territoire et répondre à des scénarios de développement très rapides des énergies renouvelables, des actions complémentaires sont possibles :

- **Renouveler en anticipation l'ensemble des systèmes de contrôle-commande :** l'anticipation du renouvellement des systèmes de contrôle-commande non numériques existants apportera des fonctionnalités nouvelles sur les postes existants non-numériques, prérequis pour le déploiement de solutions flexibles. Cette anticipation de la numérisation des systèmes de contrôle-commande nécessiterait des investissements complémentaires de 55 M€ par an (en plus du paquet 2) sur la période 2021-2030.
- **Étendre l'infrastructure privée télécom sur l'ensemble des sites :** afin de s'assurer d'une souplesse et d'une disponibilité optimale des voies de télécommunications pour garantir l'acheminement des données nécessaires à l'observabilité et la commandabilité du réseau, le raccordement de l'ensemble des sites de RTE à un réseau de télécommunication dédié est possible à l'horizon 2030. Ce scénario nécessiterait jusqu'à 60 M€ par an (en plus des paquets 1 et 2) pour le raccordement des 1 000 nouveaux sites prévus entre 2021 et 2030 (ce qui conduirait au fibrage de la totalité des 2 700 sites).

Le paquet 3 représente une enveloppe d'investissement complémentaire de 1,2 Md€ sur 2021-2030, composée pour moitié d'une anticipation du renouvellement du contrôle-commande prévu après 2030. Il n'est pas intégré à la trajectoire de référence du SDDR. Ce choix traduit une volonté de maîtrise du risque de coût échoué : les actions relatives à ce paquet 3 ne seront déployées que si leur pertinence est avérée, sur la base d'une meilleure connaissance de la localisation et du volume des gisements renouvelables à intégrer. Cette stratégie permettra de consolider prioritairement les zones les plus susceptibles de rentrer en contraintes tout en restant à iso-fonctionnalités sur les zones les moins dynamiques. La visibilité sur l'arrivée des productions intermittentes permettra ainsi une répartition ciblée des opérations de mise à niveau du contrôle-commande et des voies de télécommunication, échelonnant ainsi les coûts de développement selon la dynamique effective de la transition énergétique et la répartition des EnR sur les territoires.

Figure 4.10 Comparaison des stratégies de numérisation sur les besoins d'investissement sur la période 2021-2035





05

LES INTERCONNEXIONS

5. LES INTERCONNEXIONS : UN PROGRAMME SÉQUENCÉ POUR DOUBLER LES CAPACITÉS D'ÉCHANGE AVEC LA FRANCE EN 15 ANS

SYNTHÈSE

Le développement des interconnexions électriques constitue de longue date l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. Supports du marché unique de l'électricité, les interconnexions transfrontalières ont progressivement permis de passer d'une logique nationale à une logique européenne dans le fonctionnement du parc de production. En tirant parti des complémentarités énergétiques des pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et constituent un élément clé de la transition énergétique.

Cette priorité politique se traduit à l'échelle européenne par l'objectif, pour chaque État membre, d'augmenter sa capacité d'import pour atteindre 10 % de sa capacité installée en 2020 et jusqu'à 15 % en 2030.

Au niveau national, la feuille de route énergétique prévoit un développement important des interconnexions, en cohérence avec la perspective dressée par le Président de la République en septembre 2017. Elle se traduit dans le projet de PPE par des projets de renforcement sur toutes les frontières. Cette priorité politique est assise sur des bases technico-économiques robustes. Les études du Bilan prévisionnel ont notamment montré qu'un accroissement des capacités est essentiel pour assurer l'équilibre (technique et économique) du mix électrique envisagé dans le projet de PPE, à savoir 95 % de l'électricité produite issue du nucléaire ou des énergies renouvelables. La contribution française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne serait alors très importante.

Le SDDR est fondé 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.

Il s'agit d'une cible volontariste, cohérente avec les priorités politiques de l'Union européenne et de la France et articulée avec le plan européen de développement du réseau (TYNDP) élaboré par ENTSO-E. Pour y parvenir, il sera nécessaire de développer les interconnexions sur toutes les frontières françaises. Une quinzaine de projets de développement ou de renforcement d'interconnexions, de maturités différentes, ont ainsi été analysés.

RTE présente dans le SDDR une méthode opérationnelle pour y parvenir. Cette méthode consiste en premier lieu à classer les projets par « ensembles cohérents » et à les développer de manière séquencée.

En ce sens, cette méthode complète le plan décennal européen de développement du réseau (TYNDP). Celui-ci, dont la dernière version a été publiée en 2018, consiste en une agrégation de projets individuels, associés à une date de mise en service théorique. La concaténation de l'ensemble de ces projets se matérialiserait, pour la France, par une augmentation très rapide des capacités d'interconnexion au cours des prochaines années, mais il y a tout lieu de penser qu'un tel scénario n'est pas réaliste sur le plan sociétal, industriel ou économique.

Le travail réalisé dans le cadre du SDDR a consisté à définir ces ensembles cohérents, en se fondant sur une approche multi-scénarios (prise en compte de tous les scénarios de référence européens et nationaux) et multicritères (appréciation du degré de maturité technique, économique, et politique).

Ceci implique une mise en cohérence temporelle et un séquencement permettant d'articuler une trajectoire d'ensemble.

Les projets d'interconnexion sont ainsi classés en trois paquets. La trajectoire proposée au titre du SDDR en découle directement :

1) La première étape consiste à achever le «paquet 0», c'est-à-dire à mener à bien les trois projets en cours (deux avec le Royaume-Uni, IFA2 et ElecLink, un avec l'Italie, Savoie-Piémont). Ces projets ont été lancés il y a une dizaine d'années et le réseau interne français est prêt pour leur insertion. Leur concrétisation figure parmi les hypothèses de base pour fermer les centrales au charbon en France. À l'horizon 2022, la capacité d'interconnexion de la France aura été portée à environ 15 GW pour l'import et 20 GW pour l'export.

2) L'étape suivante consiste à mettre en service les interconnexions du «paquet 1». Celui-ci rassemble toutes les interconnexions qui apparaissent «sans regret», c'est-à-dire dont la justification est acquise dans tous les scénarios (renforcement engagé avec l'Espagne *via* la ligne Golfe de Gascogne, renforcements avec l'Allemagne et la Belgique, peu coûteux par rapport aux bénéfices qu'ils apportent). RTE souhaite engager l'ensemble de ces projets rapidement et réalise les adaptations nécessaires du réseau interne pour que la capacité effectivement disponible soit compatible avec les nouvelles règles européennes. À l'horizon 2025, la capacité d'interconnexion de la France aura été portée à environ 20 GW pour l'import et 25 GW pour l'export.

3) D'autres projets d'interconnexion ont été rassemblés dans un «paquet 2», «sous conditions». Ces conditions peuvent être de nature politique (issue du Brexit et clarification du statut du Royaume-Uni), économique (montant des subventions européennes, évolution des paysages énergétiques permettant de conforter les hypothèses nécessaires pour assurer l'intérêt du projet pour la collectivité) ou technique. Si ces projets s'avèrent justifiés, ils pourraient être lancés dans les prochaines années pour une mise en service au-delà de 2025.

Elle se décline de la façon suivante sur chaque frontière :

1) Le renforcement des capacités d'échange avec la zone pentalatérale (France-Allemagne-Benelux) doit être priorisé. Au cours des 15 dernières années, RTE a réalisé les adaptations nécessaires de son réseau, qui n'est pas limitant pour les échanges. Les contraintes pour augmenter les transits se situent donc généralement dans les pays voisins, où des adaptations permettront de les résoudre. Dans un contexte de fermeture des centrales au charbon en France et en Allemagne, et de réduction de la capacité nucléaire en Allemagne, Belgique et France, le renforcement du potentiel d'échange apparaît dans l'intérêt conjoint des différents pays.

2) Sur la péninsule ibérique, la priorité à court et moyen terme consiste à mener à bien le projet Golfe de Gascogne, dont le tracé sous-marin soulève des enjeux techniques majeurs. Il portera la capacité d'échange avec l'Espagne à 5 GW – soit davantage qu'avec l'Allemagne. Au-delà, la perspective d'un renforcement supplémentaire *via* les «projets transpyrénéens» nécessite des adaptations significatives sur le réseau amont, dont la consistance et la faisabilité demeurent à apprécier. Dans l'attente des conditions sociétales et économiques permettant leur réalisation, ce SDDR considère qu'il demeure trop d'incertitudes pour positionner les projets transpyrénéens dans un des paquets.

3) La valorisation de nouveaux projets avec le Royaume-Uni apparaît très dépendante du contexte. Au-delà des interconnexions en cours, les différentes études plaident pour un accroissement compris entre 0 et 2 interconnexions. RTE propose une clause de revoyure afin de statuer sur ces projets une fois IFA2 et ElecLink mis en service et l'issue du Brexit clarifiée.

4) Le projet avec l'Irlande participe, au-delà de l'aspect économique, d'une volonté politique de connecter l'Irlande au marché européen. Il dépend du subventionnement de l'Union européenne et sera engagé s'il permet de garantir un bénéfice vu de la France.

Ces priorités et principes (séquencement et planification conjointe) conduisent à des engagements collectifs qui demeurent soutenables. Pour un montant de près de 2 Md€ sur la période, les capacités d'échange aux frontières françaises pourront être doublées à l'horizon 2035.

5.1 L'interconnexion des réseaux nationaux constitue le socle des ambitions énergétiques européennes

Le développement des interconnexions participe d'une vision politique européenne

Les interconnexions ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux. Leur rôle s'est depuis élargi, *via* l'intégration des marchés européens, en permettant de 1) mutualiser les moyens de productions en faisant appel aux moyens les moins chers, et 2) favoriser l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement[1] des aléas des énergies variables.

Le renforcement de l'interconnexion des réseaux constitue aujourd'hui une priorité politique pour l'Union européenne, et participe notamment de l'atteinte des objectifs énergie-climat. Cette priorité a été affirmée à chacune des étapes de construction du marché unique de l'électricité et s'est traduite dans le droit communautaire comme dans les actes par une priorité permanente pour la construction de nouvelles lignes d'interconnexion et par la mise en œuvre progressive du couplage des marchés de l'électricité.

Cette priorité s'instancie par la fixation, au niveau communautaire, d'un objectif d'augmentation des capacités d'import de ses États membres visant à atteindre 10 % de leurs capacités installées en 2020 et jusqu'à 15 % en 2030[2].

Elle s'articule autour d'un outil de planification du développement du réseau à l'échelle européenne, le plan décennal de développement du réseau (TYNDP), élaboré tous les deux ans par ENTSO-E[3] en application de la réglementation européenne. Le TYNDP constitue un outil central de la planification du système électrique et en particulier des infrastructures de réseau au niveau européen. Il est notamment utilisé par la Commission européenne pour la désignation des projets d'intérêt commun. Les législations européenne et nationale prévoient que les plans de réseau nationaux doivent être élaborés en cohérence avec lui ; le code de l'énergie confie spécifiquement à la CRE le soin de vérifier cette cohérence.

Ainsi, le récent TYNDP, publié en 2018, recense pour la France une quinzaine de projets ; certains sont en construction tandis que d'autres se situent encore à un stade préliminaire.

Un pan entier du droit communautaire est désormais consacré au soutien aux projets d'interconnexion : le règlement européen n° 347/2013 établit des orientations pour les développements prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques. Celles-ci reposent sur quatre corridors prioritaires : le réseau des mers septentrionales, l'interconnexion Nord-Sud en Europe de l'Ouest, l'interconnexion Nord-Sud en Europe centrale et en Europe du Sud-Est, et le plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique pour l'électricité. La France est concernée par les deux premiers corridors. La réglementation[4] définit également trois critères spécifiques auxquels les projets d'intérêt commun doivent contribuer au moins en partie :

- *L'intégration du marché, entre autres en mettant fin à l'isolement d'au moins un État membre et en réduisant les goulets d'étranglement des infrastructures énergétiques ; la concurrence et la flexibilité du système ;*
- *La durabilité, entre autres au moyen de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau et du transport d'électricité produite à*

1. Différentes régions ne font pas toujours face à des événements de production renouvelable extrême (très forte ou très faible production) aux mêmes périodes
2. Source : *https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy#*
3. European Network of Transmission System Operators for Electricity
4. Source : *https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ :L :2013 :115 :0039 :0075 :FR :PDF*

Objectifs européens énergie-climat

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de ses pays membres pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050[5], l'Union européenne s'est fixée des objectifs environnementaux de plus en plus ambitieux[6] avec :

- Dès 2008, un objectif pour l'horizon 2020, dit des « 3 x 20 » :
  - Réduire de 20 % les émissions de GES[7] ;
  - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 20 % de la consommation finale d'énergie ;
  - Améliorer l'efficacité énergétique de 20 %.
- En 2014, prolongation des objectifs à 2030 :
  - Réduire de 40 % les émissions de GES ;
  - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 27 % de la consommation finale d'énergie ;
  - Améliorer l'efficacité énergétique de 27 %.
- En 2018, révision à la hausse des objectifs à 2030.
  - Porter la part d'énergie d'origine renouvelable à 32 % de la consommation finale d'énergie.

partir de sources renouvelables vers de grands centres de consommation et sites de stockage ;

- *La sécurité de l'approvisionnement, entre autres par l'interopérabilité, des connexions appropriées ainsi que la sécurité et la fiabilité de l'exploitation du système.*

Par l'intermédiaire du programme « Connecting Europe Facilities », l'Union européenne participe au financement des projets les plus pertinents. Par exemple, le projet « Golfe de Gascogne » reliant la France à l'Espagne a bénéficié de ce programme par l'octroi en 2018 d'une subvention de 578 M€.

Le développement des interconnexions participe également d'une volonté politique nationale, traduite dans le projet de PPE

En raison de sa situation géographique en Europe, la France est un pays fortement interconnecté. Elle joue un rôle central dans le fonctionnement des marchés européens et dans les travaux d'harmonisation, en étant notamment intégrée à quatre régions européennes de calcul de capacité d'interconnexion *(Europe Centrale* ou Core, *Europe du Sud-Ouest* ou SWE, *Italie Nord* et *Manche).*

Fréquemment exportatrice et ponctuellement importatrice, la France est fortement impliquée dans le développement des interconnexions, comme élément de solidarité électrique et d'efficacité pour la réussite de la transition écologique. Le discours prononcé par le Président de la République à la Sorbonne le 26 septembre 2017 a renforcé cette orientation en affirmant vouloir faire du développement des interconnexions un des piliers de l'ambition énergétique pour l'Europe :

> *« [La transition écologique efficace et équitable] impose aussi d'avoir un marché européen de l'énergie qui fonctionne vraiment et donc de vouloir enfin favoriser les interconnexions […] Nous aurons un marché européen de l'énergie qui fonctionne mieux si nous développons enfin de manière accélérée ces interconnexions. »*

5. Source : Commission européenne : *https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_fr*
6. Source : *https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/*
7. Par rapport aux niveaux de 1990

Le projet de PPE développe ces orientations et reprend un plan ambitieux pour le développement des interconnexions électriques. Il fixe un objectif d'augmentation de la capacité à hauteur d'environ 10 GW supplémentaires à l'horizon 2030 et précise que *« compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique français et européen, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions […] »*

Le cadrage général des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 intègre un accroissement important des capacités d'échange. Cet accroissement participe très largement au bon fonctionnement du mix électrique décrit dans des scénarios de type *Ampère* et *Volt*, dont de nombreuses caractéristiques se retrouvent dans le scénario de la PPE. À court terme, le renforcement des interconnexions constitue l'une des conditions pour rendre possible la fermeture des centrales à charbon en France (augmentation des capacités d'imports en situation tendue). À moyen long terme, il accompagne le développement de la base d'électricité décarbonée en France en offrant des débouchés supplémentaires à cette production. Pour un pays comme la France, le développement des interconnexions est donc crucial pour la réussite de la transition énergétique.

Les analyses complémentaires[8] publiées par RTE en octobre 2018 ont justement permis de souligner et d'illustrer l'importance des échanges aux interconnexions pour l'équilibre du mix électrique français. Ces analyses ont montré que :

- Dans des scénarios de croissance de la production décarbonée en France (tels que *Volt* et *Ampère*), l'augmentation des volumes d'export, à des niveaux de 100 TWh/an ou plus, est un résultat robuste, confirmé par d'autres études européennes[9]. Cette augmentation du solde exportateur découle de la compétitivité de la base de production française d'origine nucléaire et renouvelable sur le marché de l'énergie européen et des évolutions du mix européen (fermeture annoncée de réacteurs nucléaires et de centrales à charbon en Belgique et en Allemagne) ;
- Les niveaux de prix de l'électricité et de valorisation des exports sont en revanche très sensibles aux différents paramètres. Dans certaines conditions s'écartant du cadrage des scénarios (par exemple, avec un développement plus important qu'anticipé des énergies renouvelables dans les pays voisins ou une consommation d'électricité en baisse dans ces pays), les prix de l'électricité sur le marché de l'électricité pourraient s'établir à des niveaux inférieurs à 40 €/MWh en moyenne, créant ainsi des difficultés de rentabilité économique pour certaines filières (nucléaire notamment) et/ou un besoin important de soutien public pour d'autres (EnR notamment).

Via de nouvelles opportunités d'échange, le développement des interconnexions permet ainsi de limiter les scénarios de prix faibles de l'électricité et d'améliorer l'équilibre économique des capacités de production françaises.

Ainsi, la perspective générale pour la France consiste en une cible de doublement de la capacité d'interconnexion en 15 ans.

8. RTE, octobre 2018, *Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel*
9. Source : Étude de la *European Climate Foundation*, étude IDDRI-Agora Energiewende, etc.

5.2 Du point de vue pratique : une analyse des projets selon de multiples scénarios

Les objectifs fixés à l'échelle européenne et nationale sont ambitieux. Ils ne dispensent pas les porteurs de projets d'interconnexion et leurs États d'une analyse socio-économique au cas par cas, afin d'identifier et de prioriser les projets les plus rentables d'un point de vue socio-économique et les plus pertinents pour l'atteinte des objectifs énergie-climat européens.

Chaque projet d'interconnexion fait l'objet d'une évaluation socio-économique, préalablement à toute décision de construction

Les impacts d'une interconnexion pour la collectivité doivent être quantifiés sur le plan économique, et comparés aux coûts d'investissements, d'exploitation et de maintenance induits. L'engagement d'un projet de développement suppose donc qu'une évaluation complète de sa valeur socio-économique pour la collectivité européenne ait été menée, permettant de garantir la rentabilité du projet. L'évaluation doit tenir compte de plusieurs facteurs :

- **L'influence sur le plan de production :** une interconnexion favorise des échanges accrus entre les pays où l'électricité est plus chère et d'autres où l'électricité est moins chère : cette mutualisation diminue globalement les coûts du système électrique européen et favorise notamment l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement possible de l'intermittence de ces énergies. Ainsi, une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni est susceptible de se traduire par une augmentation des exports français en remplaçant la production d'électricité britannique produite à partir de gaz par une augmentation de la production issue de nucléaire et une réduction des limitations de production renouvelable en France.
- **L'influence sur les pertes du réseau électrique :** une interconnexion influe sur la répartition des flux sur le système électrique, ce qui modifie les pertes générées par le transport d'énergie sur le réseau.
- **L'influence sur les contraintes des réseaux internes :** une interconnexion influe sur la répartition des flux du système électrique, pouvant induire des contraintes sur les réseaux internes de chaque pays, et donc un coût lié aux limitations du parc de production dans les zones congestionnées. Des adaptations du réseau supplémentaires peuvent alors être nécessaires.
- **L'influence sur la sécurité d'approvisionnement :** une interconnexion renforce la capacité des pays à se prémunir d'événements extrêmes (température basse, faible disponibilité du parc de production, etc.) en favorisant l'entraide lors de ces évènements ou en évitant que chaque pays ne surinvestisse dans des moyens de pointe très coûteux[10].
- **L'influence sur l'environnement :** une interconnexion modifie les émissions de polluants consécutives à la production d'électricité, comme le CO_2. D'autres incidences peuvent également résulter du projet en lien avec son intégration dans l'environnement ou la quantité des ressources matérielles nécessaire lors de sa phase de construction ou d'exploitation.

Élaboré par l'association des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens (ENTSO-E) en lien avec l'association des régulateurs européens (ACER[11]), puis validé par la Commission européenne, le document *Second Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*[12] décrit et prescrit les méthodologies à utiliser pour réaliser ces évaluations projet par projet.

10. En France, l'apport des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement est estimé à environ 7 GW.
11. Agency for the Cooperation of Energy Regulators
12. Source : *https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf*

L'apport des projets d'interconnexion est évalué dans des visions très contrastées du mix électrique européen

Les perspectives de transition énergétique, telles qu'envisagées par les différentes politiques nationales et européennes, offrent un champ très large des futurs possibles en fonction de la temporalité et de l'ampleur de leur réalisation. Il en résulte que les projets d'interconnexion peuvent être évalués en utilisant une large gamme de scénarios d'évolution du mix électrique, à l'échelle européenne comme nationale.

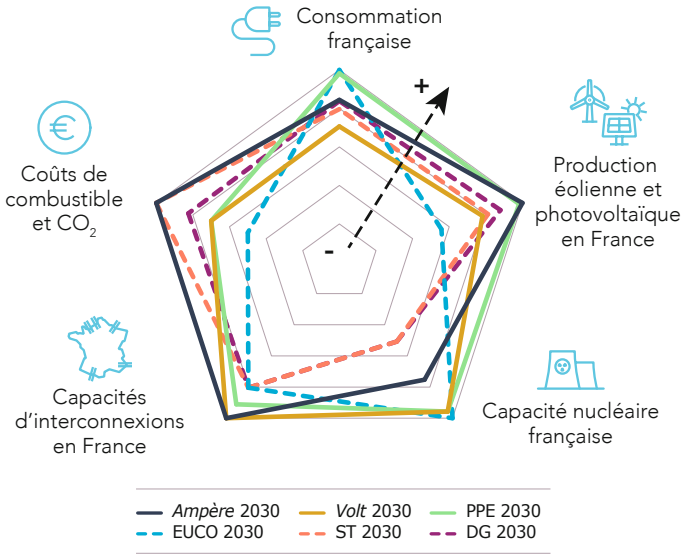
La méthode utilisée par RTE dans le SDDR a consisté à examiner la valeur des projets d'interconnexion en utilisant sept scénarios : quatre scénarios européens du TYNDP et trois scénarios nationaux issus du Bilan prévisionnel et du projet de PPE.

Les scénarios issus du Ten Year National Development Plan d'ENTSO-E

Tous les deux ans, des scénarios d'évolution du système électrique pan-européen sont élaborés et servent de cadre de référence pour l'analyse socio-économique des projets d'interconnexion. Les résultats sont notamment utilisés par la Commission européenne dans la détermination des projets d'interconnexion d'intérêt commun, pouvant donner lieu à des subventions européennes. Le dernier exercice, publié en 2018, s'appuie sur trois scénarios élaborés par ENTSO-E et un scénario élaboré par la Commission européenne. Les données et cadrages utilisés, datant de fin 2016 et 2017 (et donc antérieurs aux annonces du Gouvernement sur la PPE), sont généralement obsolètes s'agissant du nucléaire, des EnR ou du charbon. Par ailleurs, ils ne font pas toujours l'objet d'une cohérence intrinsèque entre pays :

- **Scénario Best Estimate 2025** (BE 2025) : Agrégation des visions nationales d'évolution des mix énergétiques à 2025. Pour la France, ce scénario implique une forte diminution du nucléaire à l'horizon 2025/2030.
- **Scénario Sustainable Transition 2030** (ST 2030) : Vision issue de l'objectif « 100 % énergie renouvelable au sein de l'UE en 2050 » à travers des politiques nationales ambitieuses et un prix de CO_2 très élevé. Pour la France, ce scénario implique une très forte diminution du nucléaire et une accélération médiane des EnR.
- **Scénario Distributed Generation 2030** (DG 2030) : Vision intégrant une consommation « active » au cœur du système avec de la production à petite échelle et le développement des moyens de stockage accompagnant celui de la production photovoltaïque.
- **Scénario EUCO 2030 :** Vision élaborée par la Commission européenne, conduisant au respect des objectifs sur le climat et sur l'énergie en 2030 tel qu'adoptés par le Conseil européen en 2014. Dans ce scénario, la France maintient un parc nucléaire important, ne ferme pas les dernières centrales au charbon et développe peu les énergies renouvelables.

Figure 5.1 Vision schématique des hypothèses selon le scénario envisagé



Mise à part le scénario EUCO 2030, les visions du TYNDP ont donc été construites avec des niveaux de capacité nucléaire français très en retraits par rapport aux orientations contenues dans le projet de PPE.

Les scénarios issus du Bilan prévisionnel de RTE

Deux des scénarios de l'exercice 2017 font l'objet d'une évaluation approfondie des interconnexions dans le présent rapport.

- **Scénario *Ampère* (2025/2030/2035)**
- **Scénario *Volt* (2025/2030/2035)**

Le scénario issu de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

- **Scénario « PPE » 2025/2030/2035 :** Développement accru des énergies renouvelables (par rapport aux scénarios *Ampère* et *Volt*), déclassement modéré du parc nucléaire, développement significatif de la production d'hydrogène à partir d'électricité et consommation électrique en légère hausse. À l'étranger, les hypothèses sont fondées sur celles du TYNDP et mises à jour selon les nouvelles visions nationales et orientations politiques. Afin de compléter la construction du scénario, dans le cadre des simulations réalisées pour le présent rapport, les coûts des combustibles sont issus de la vision médiane *Volt*.

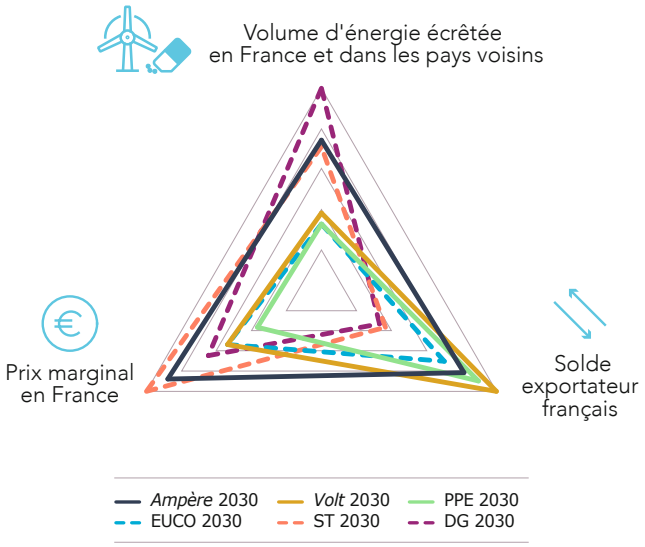
Ces sept scénarios permettent de tester des configurations très différentes sur la consommation d'électricité, le parc nucléaire en France, le développement des énergies renouvelables, l'évolution des mix électriques à l'étranger, ou encore les hypothèses contextuelles (coûts de combustible, etc.). Ils ont néanmoins comme point commun (à l'exception, dans une certaine mesure du scénario EUCO), de reposer sur un fort développement des énergies renouvelables en France et en Europe. En 2030, les capacités éoliennes en France représentent ainsi près de 50 GW dans *Ampère* contre seulement la moitié dans EUCO. La production solaire installée est comprise entre 28 GW (*Volt* et EUCO) et 48 GW (PPE) au même horizon. De même, dans les pays voisins, la production renouvelable est en forte augmentation par rapport aux niveaux actuels et couvre un large éventail de valeurs, toutes notablement en hausse vis-à-vis des niveaux actuels (la production solaire en Espagne dans le scénario ST est par exemple plus de deux fois et demi supérieure à celle de *Volt* en 2030).

Ils traduisent également des visions plus ou moins datées de l'évolution du mix électrique. Les scénarios européens ont été élaborés en 2016, antérieurement aux décisions françaises sur les centrales au charbon, le mix nucléaire et les énergies renouvelables. Certains scénarios sont ainsi fondés sur une évolution de la capacité nucléaire qui n'est pas en ligne avec les trajectoires du projet de PPE : ST 2030 et DG 2030 ne conservent que 38 GW de nucléaire en France tandis que *Volt* et PPE en ont près de 58 en 2030. De même, le scénario EUCO conserve les centrales au charbon françaises à l'horizon 2030, alors que leur fermeture est annoncée pour 2022 au plus tard.

Les hypothèses de ces scénarios, introduites dans les modèles de simulation de marché, se traduisent par des caractéristiques de scénarios très différentes et, en particulier, par des opportunités d'échanges d'énergie variées. La valorisation de nouveaux projets d'interconnexions est ainsi dépendante de chaque scénario.

Par exemple, si la France reste exportatrice dans tous les scénarios envisagés, le solde net français – porté par des volumes de production renouvelable et nucléaire importants – est compris entre 25 TWh/an sur DG 2030 et 150 TWh/an sur *Volt* 2030. Comme détaillé dans le rapport publié par RTE en octobre 2018 sur les échanges aux interconnexions[13], ces volumes sont cohérents avec ceux observés dans d'autres études européennes (étude de la European Climate Foundation, étude IDDRI-Agora Energiewende, etc.).

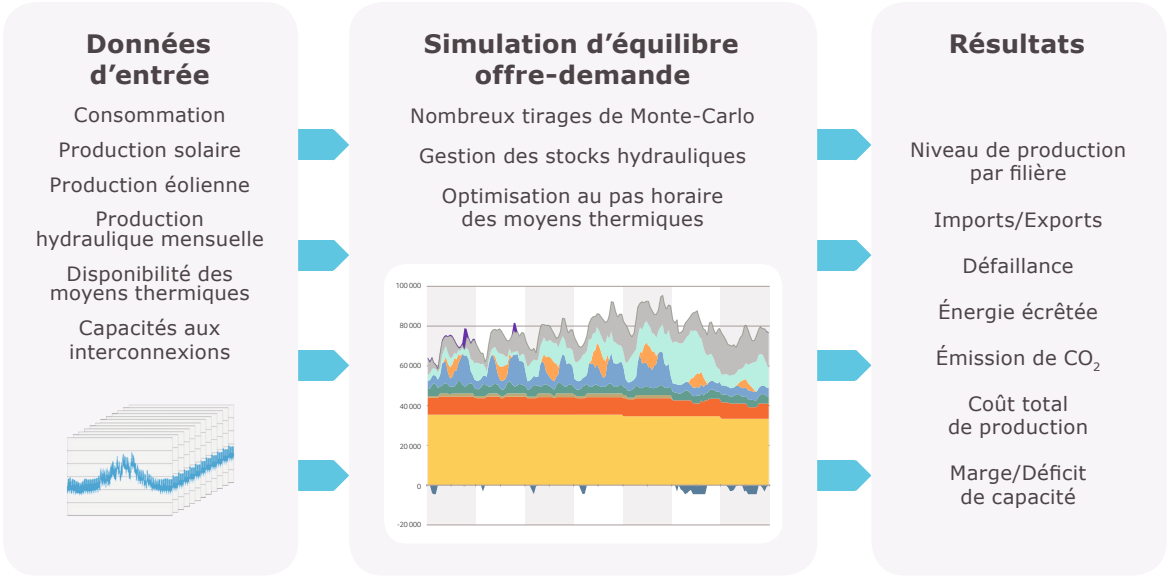
Figure 5.2 Vision schématique des scénarios



13. RTE, 2018, Analyses complémentaires sur les échanges aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

Par ailleurs, la répartition des flux aux interconnexions peut changer du tout au tout selon les scénarios : exportatrice nette vers l'Espagne dans *Ampère*, la France est au contraire importatrice dans ST 2030 du fait de la très forte production renouvelable espagnole et de la forte baisse du nucléaire en France. Concernant la production renouvelable, les volumes d'énergie écrêtés diffèrent également beaucoup selon le scénario, notamment en fonction du niveau d'interconnexion, des capacités de production et du niveau de la demande. Enfin, les prix de l'électricité diffèrent aussi selon le scénario, en raison de la disparité des coûts de combustibles et de CO_2 utilisés et du parc installé dans chaque pays. L'incidence des différentes hypothèses sur le prix des combustibles est analysée en détail dans le chapitre 12 sur les incertitudes.

Simulation de marché



5.3 Une analyse « projet par projet » ne garantit pas un programme cohérent et réaliste

Une quinzaine de projets d'interconnexion envisagés entre la France et ses pays voisins

La capacité d'échange actuelle entre la France et ses voisins est d'environ 15 GW. Dans les trois prochaines années, les mises en service annoncées d'IFA2 et ElecLink, à la frontière anglaise, et de Savoie-Piémont avec l'Italie devraient augmenter les capacités d'échange français de près de 3 GW. Au-delà de ces trois interconnexions en cours de construction, douze autres projets reliant la France à ses voisins font l'objet d'études techniques, économiques et environnementales.

Tableau 5.1 Principaux projets d'interconnexion en cours ou envisagés aux frontières françaises

Frontière	Nom	Consistance sommaire
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation.
	TD Aubange	Installation de deux transformateurs déphaseurs (TD) au poste d'Aubange en Belgique. Associé à Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta, ENTSO-E estime l'apport en capacité d'échange à 1500 MW[14].
	Lonny-Achène-Gramme	Renforcement de la ligne Lonny-Achêne-Gramme (consistance pas encore fixée). Apport en capacité d'échange estimé à 1000 MW par ENTSO-E.
Allemagne	Muhlbach-Eichstetten	Exploitation en 400 kV de la ligne existante construite en technique 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV entre Muhlbach et Eichstetten ; travaux dans le poste de Sierentz 225 kV.
	Vigy-Uchtelfangen	Après une première période d'exploitation avec DLR, remplacement des conducteurs et installation de TD. La majorité des travaux est située en Allemagne. Associé à Muhlbach-Eichstetten, ENTSO-E estime l'apport en capacité d'échange à 1800 MW.
Royaume-Uni	IFA 2	Nouvelle liaison à courant continu de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de kilomètres en souterrain.
	ElecLink	Nouvelle liaison à courant continu de 1 GW empruntant les infrastructures du tunnel sous la manche.
	France-Aurigny-Grande-Bretagne (FAB)	Nouvelle liaison à courant continu de 1,4 GW entre la France (poste de Menuel) et l'Angleterre.
	GridLink Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 1,4 GW entre la France (coupure sur les lignes Warande-Weppes Avelin) et l'Angleterre.
	Aquind Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 2 GW entre la France (poste de Barnabos) et l'Angleterre.
Irlande	Celtic Interconnector	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW entre la Bretagne et la région de Cork en Irlande.
Espagne	Golfe de Gascogne	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine. Apport en capacité d'échange estimé à 2200 MW par ENTSO-E.
	Projets transpyrénéens	Deux nouvelles lignes à courant continu dans l'Ouest des Pyrénées. Apport en capacité d'échange estimé à 3000 MW par ENTSO-E.
Suisse	Renforcement France-Suisse	Installation de TD à Foretaille (Suisse) et à Cornier, et changement de conducteur pour des CFD sur la ligne 400 kV Creys-Saint-Vulbas. Apport en capacité d'échange estimé à 1500 MW en export et 600 MW en import par ENTSO-E.
Italie	Savoie-Piémont	Création d'une double liaison souterraine à courant continu à 320 kV de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piossasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus.

14. Niveau atteignable 30 % du temps, voir encadré

Les échanges commerciaux européens ont des influences sur les flux physiques d'électricité, dans et entre les pays, qu'il est nécessaire de prendre en compte

Les échanges d'électricité entre pays peuvent avoir un impact sur le flux transitant sur de nombreuses lignes, situées aux frontières ou non, car :

- ils s'appuient sur des lignes internes aux pays (pour acheminer l'énergie jusqu'aux frontières) et sur les lignes d'interconnexion ;
- les lois physiques[15] régissant le transport d'électricité imposent qu'un échange entre deux pays frontaliers peut, dans un réseau maillé, également transiter par les pays voisins.

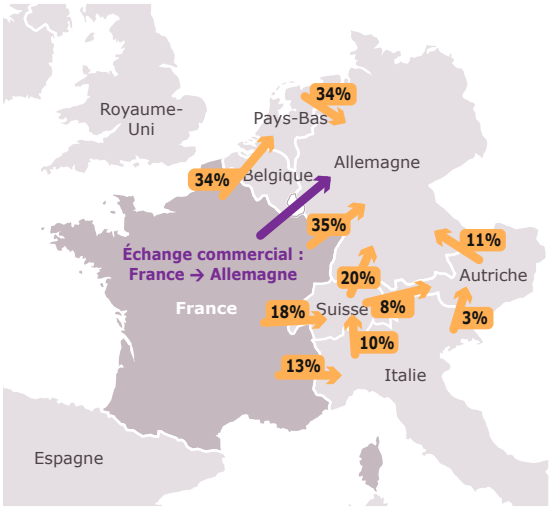
Par ailleurs, ces lignes sont aussi utilisées pour des échanges internes au pays ou pour des échanges avec d'autres pays. Par conséquent, afin de ne pas dépasser les limites physiques de flux sur chacune de ces lignes, les échanges entre pays peuvent être limités. Les capacités d'échange maximales varient donc à chaque instant, selon les situations de production et de consommation en Europe (*via* l'influence que ces situations ont sur la répartition des flux).

De la même manière, l'ajout d'une nouvelle interconnexion entraîne une hausse des capacités d'échange qui peut varier selon les situations : faible sur les heures durant lesquelles la nouvelle interconnexion ne permet pas de résoudre les contraintes, élevée lorsqu'elle permet de lever un goulot d'étranglement.

Pour la modélisation, ENTSO-E associe à chaque nouveau projet d'interconnexion un niveau de capacité d'échange supplémentaire fixe. Cette vision simplifiée représente la capacité garantie entre deux pays durant 30 % du temps. Au-delà, la capacité apportée par l'interconnexion ne sera pas nulle mais pourra être limitée en raison des contraintes sur les lignes internes des pays limitrophes. Cette approche permet de représenter simplement l'apport d'un projet d'interconnexion mais présente des limites importantes car ne tient pas compte de l'aspect dynamique des capacités d'échange. Les études de valorisation des projets nécessitent alors une analyse spécifique des impacts sur les congestions induites dans les pays.

L'Union européenne a adopté un nouveau paquet appelé « Une énergie propre pour tous les Européens ». Parmi les éléments importants de ce texte[16] figure un dispositif contraignant destiné à maximiser les capacités d'interconnexion mises à disposition du marché, en limitant les possibilités d'optimisation de ces capacités. Les conditions d'application de ce seuil, parfois appelé « critère des 70 % », doivent encore être clarifiées. Toutefois, la robustesse du réseau interne français rendra ce nouveau dispositif moins contraignant pour la France que pour ses voisins. Les impacts éventuels sur la rentabilité des projets d'interconnexion seront étudiés une fois les modalités d'application clarifiées.

Figure 5.3 Exemple de décomposition des flux physiques pour un échange commercial réalisé entre la France et l'Allemagne



15. En particulier les lois de Kirchhoff
16. *https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_5070_2019_INIT&from=EN*

La rentabilité d'un projet dépend de sa localisation, de sa temporalité et des hypothèses sur le mix énergétique européen

Le calcul du surplus économique (Socio-Economic Welfare – ou SEW) est la méthode la plus communément répandue pour évaluer l'intérêt d'un projet d'infrastructure pour la collectivité.

Pour les projets d'interconnexion, ce surplus est évalué *via* l'économie annuelle de coûts de production (remplacement de la production plus chère par une production moins chère) obtenue à l'échelle européenne par la mise en service d'un nouveau projet. Il traduit une meilleure optimisation des plans de production européens. En lien avec le développement massif de la production variable dans le mix électrique européen, l'apport économique de chaque

Figure 5.4 Impact du projet Celtic Interconnector sur la production d'électricité en Europe (scénario PPE 2035)

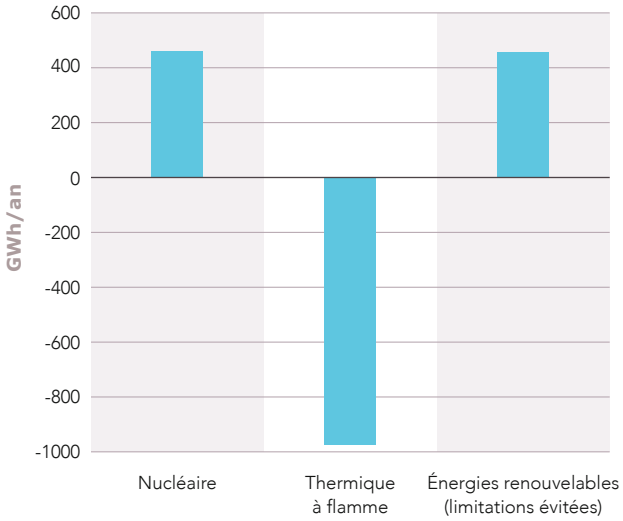


Tableau 5.2 Projets d'interconnexion avec la France sur les scénarios du Bilan prévisionnel, de la PPE et du TYNDP en M€/an *(coût annualisé et SEW selon les différents scénarios)*

Frontière	Projet	Coût annualisé	PPE			*Ampère*			*Volt*			Best Estimate	Sustainable transition	Distribued Generation	EUCO
			2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2030	2030
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	9	14	25	36	28	57	111	27	29	44	8	19	12	22
	TD Aubange	1	5	10	15	11	24	48	10	12	19	3	6	4	8
	Lonny-Achêne-Gramme	7	8	17	25	18	39	82	16	19	31	3	9	10	14
Allemagne	Muhlbach-Eichtetten	4	5	10	16	9	19	38	8	8	14	3	7	7	6
	Vigy-Uchtelfangen	9	31	60	92	57	110	216	51	51	80	20	43	40	28
Grande-Bretagne	Aquind Interconnector	119	95	104	106	49	113	196	81	86	135	13	35	26	35
	FAB	62	71	78	79	37	84	144	61	64	100	18	38	24	35
	GridLink Interconnector	82	71	78	79	37	84	144	61	64	100	18	38	24	35
Irlande	Celtic Interconnector	68	57	81	92	87	137	142	69	78	90	44	89	82	77
Espagne	Golfe de Gascogne	122	228	326	336	123	261	362	167	272	359	121	438	349	138
	Projets transpyrénéens	185 + δ[17]	218	338	339	76	183	284	101	215	296	92	336	319	109
Suisse	Renforcement France-Suisse	8	36	114	174	61	182	336	57	114	200	35	73	49	24

17. Des coûts supplémentaires sur les lignes internes seront nécessaires.

nouvelle interconnexion dépendra au premier ordre du rôle qu'elle jouera pour permettre d'exporter la production au plus faible coût (nucléaire et renouvelable) : plus une nouvelle interconnexion permettra de trouver un débouché important aux surplus de productions les moins chers, plus son intérêt pour la collectivité sera grand.

De manière générale, la plupart des interconnexions dégagent une valeur importante sur l'ensemble des scénarios étudiés. Pour une première illustration de leur rentabilité pour la collectivité européenne, ces valeurs sont à mettre en regard du coût annualisé de chaque projet (même si d'autres impacts doivent être pris en compte pour une analyse complète, voir section suivante).

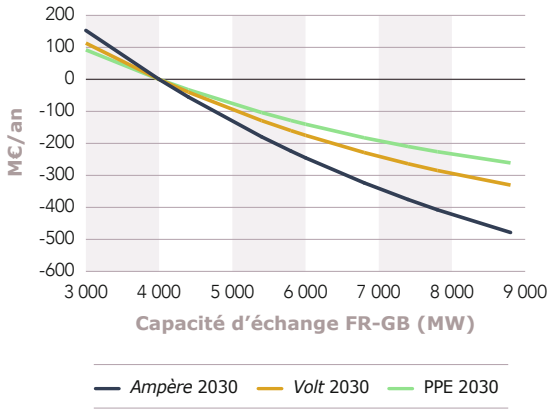
Dans les scénarios du Bilan prévisionnel et de la PPE[18], les interconnexions présentent des valeurs en général plus élevées que dans les scénarios du TYNDP (hors frontière espagnole), en raison notamment de capacités de production

Valorisation des projets par frontières : approche marginale versus approche séquencée

L'approche unitaire étudie l'apport des interconnexions par ajout ou par retrait par rapport à un réseau de référence. Ceci permet de comparer la valeur relative de chaque projet. *A contrario*, ceci ne permet pas d'estimer le niveau d'interconnexion optimal. Pour les frontières présentant plusieurs projets d'interconnexion, l'approche unitaire peut être conservée mais une approche séquencée peut également être adoptée. Cette seconde approche permet d'estimer l'évolution de la valeur d'une frontière en regard de l'évolution de son niveau d'interconnexion. *A contrario*, l'ordre d'arrivée est prépondérant en raison de la cannibalisation de la valeur par les premiers projets et la date envisagée par la mise en service devient donc un facteur déterminant.

- **Conserver une approche unitaire :** à partir du réseau de référence prévisionnel, chaque projet est valorisé unitairement. En l'absence de séquence claire sur l'arrivée des projets avec le Royaume-Uni, cette méthode a été utilisée sur la frontière anglaise[19] dans le SDDR et dans le TYNDP (l'évolution des coûts de production totaux selon la capacité d'échange avec le Royaume-Uni a tout de même était étudiée).
- **Adopter une approche séquencée :** à partir des interconnexions actuelles, les projets sont valorisés suivant l'ordre de mise en service prévisionnelle. Cette méthode a été utilisée pour les frontières belge, allemande et espagnole sur les scénarios BP, PPE et TYNDP.

Figure 5.5 Évolution des coûts de production totaux selon le niveau d'interconnexion à la frontière FR-GB par rapport à une référence à 4000 MW



18. Le chapitre sur les incertitudes étudie la sensibilité des résultats à plusieurs paramètres, notamment les coûts de combustibles utilisés et la présence de *power-to-hydrogen*
19. Dans les scénarios du BP et de la PPE, aucun des trois projets n'est dans le réseau de référence en 2025, un est en 2030 et deux en 2035. Mise à part en 2025 où chaque projet est unitairement évalué par ajout, les trois projets sont évalués par retrait par rapport au réseau de référence. Dans le TYNDP, Aquind Interconnector et FAB sont dans le réseau de référence 2025 et 2030 et les projets sont évalués selon leur présence dans cette référence.

à faibles coûts plus importantes en France dans le BP et la PPE. Les niveaux d'interconnexion de références utilisés pour la valorisation sont les mêmes dans les trois scénarios français, tandis que le TYNDP utilise un réseau légèrement différent responsable pour partie des valorisations plus faibles sur la frontière britannique. En fonction de l'horizon étudié et donc de l'ampleur de la transition énergétique, la valeur des interconnexions est généralement de plus en plus importante.

Même si cette analyse économique est réalisée unitairement, elle montre que sur les scénarios du Bilan prévisionnel et de la PPE, un accroissement de la capacité globale d'interconnexions avec la France revêt un intérêt économique, corroborant les évaluations effectuées à partir des scénarios européens du TYNDP.

Cette analyse multiple vise à distinguer, d'une part, les projets robustes aux différents scénarios de transition énergétique et, d'autre part, ceux dont la valeur dépend étroitement de configurations particulières.

Cependant, cette analyse ne permet pas de prendre en compte les influences croisées des projets entre eux (en particulier dans le cas de projets sur une même frontière) et questionne la soutenabilité industrielle et financière pour les acteurs porteurs de ces projets.

La vision "projet par projet" n'est pas suffisante : un programme plus intégré et séquencé est souhaitable

L'exercice du TYNDP agrège les études techniques et économiques permettant d'éclairer sur la pertinence des projets d'interconnexion en Europe. Or, les informations, provenant pour la plupart directement du porteur de projet, retiennent systématiquement une vision optimiste des échéances de mise en service, sans qu'il ne soit procédé à une mise en cohérence temporelle *a posteriori* afin d'articuler une trajectoire d'ensemble.

En conséquence, la trajectoire qui résulte, pour un pays comme la France, de l'agrégation des différents projets du TYNDP soulève de nombreuses difficultés.

En premier lieu, elle peut être interrogée sous l'angle *sociétal :* les enjeux territoriaux d'acceptabilité des projets ne sont pas mis en avant, et ce d'autant que les conséquences sur les réseaux amont de certains projets nécessiteront d'être étudiées plus en détails (c'est par exemple le cas pour les projets transpyrénéens dont la réalisation est tributaire de renforcements sur les réseaux internes français et espagnol).

En deuxième lieu, elle pose une question *industrielle* quant à sa faculté de mise en œuvre pratique. La concentration des projets sur la même période temporelle interroge la capacité des fournisseurs à produire à temps et de manière compétitive les matériels nécessaires (environ 1000 km/an de câble haute tension à courant continu jusqu'à 2026 par exemple) et à construire les nombreuses stations de conversion à courant continu associées aux projets. De même, les besoins importants en ressources humaines et matérielles nécessaires pour mener à bien ces projets interrogent sur leur calendrier et plaide pour une trajectoire progressive et régulière.

Elle pose également des difficultés en matière de gestion des ressources *financières*, en enchaînant une période d'investissements très marqués (dépenses annuelles jusqu'à cinq fois plus élevées que celles d'aujourd'hui) et une période d'absence totale de projet.

Figure 5.6 Dépenses totales d'investissement sur les interconnexions pour la France - historiques et prévisionnelles selon la vision TYNDP

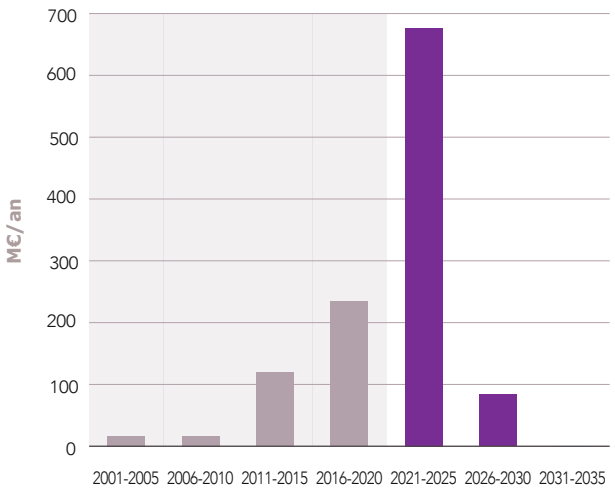


Figure 5.7 Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la vision TYNDP

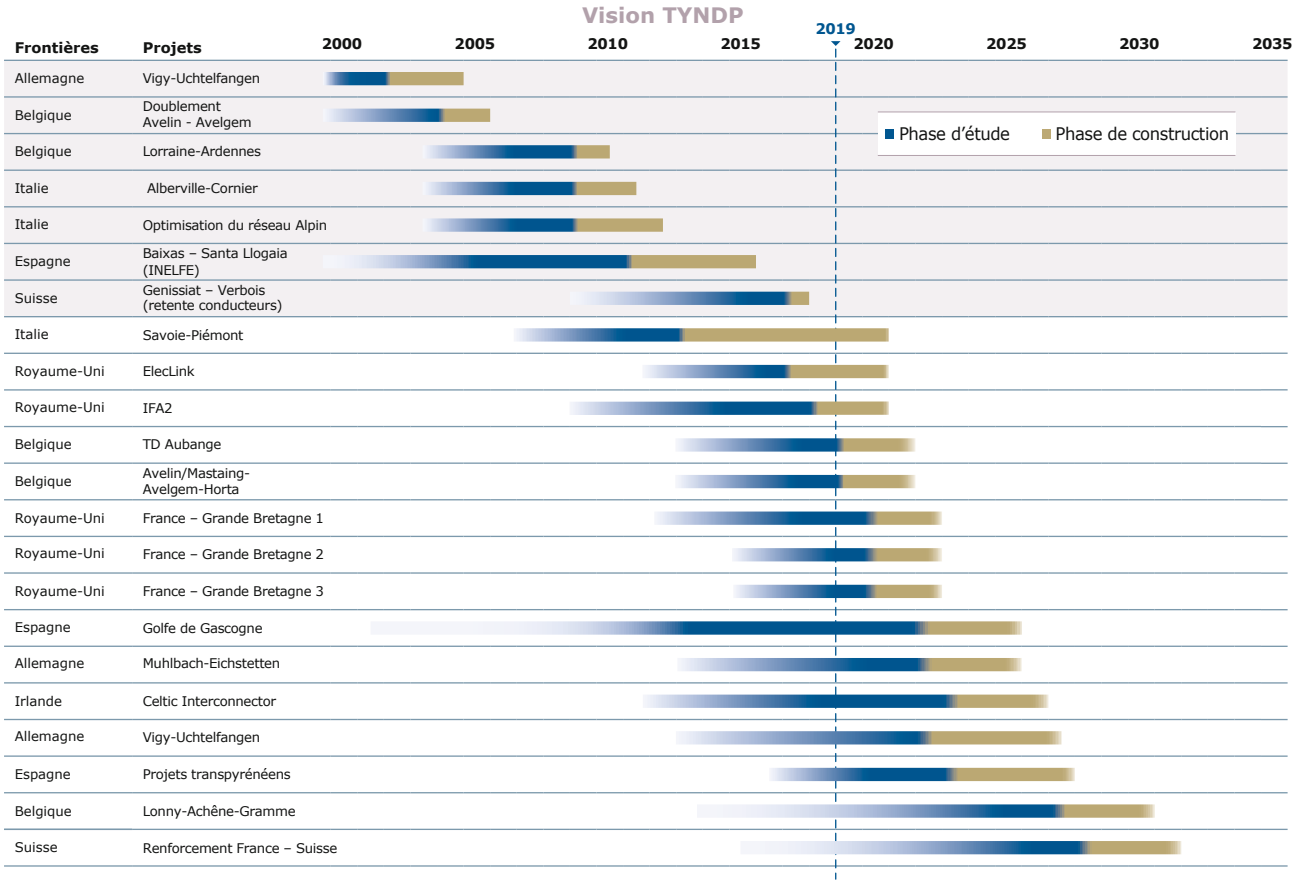
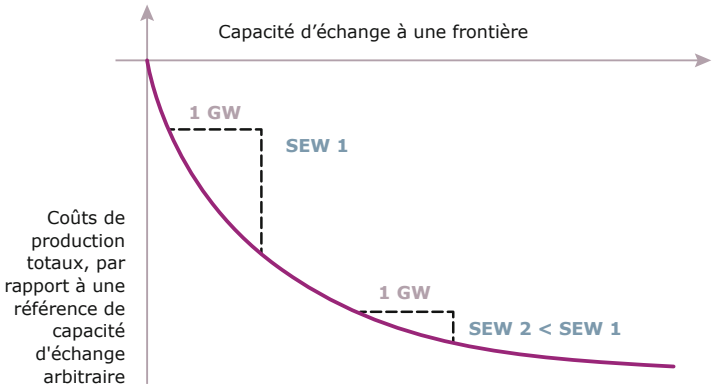


Figure 5.8 Impact de la capacité d'échange déjà installée sur le SEW sur une frontière donnée



Enfin, les évaluations réalisées pour chaque projet n'illustrent pas l'influence conjointe de plusieurs interconnexions : l'impact de plusieurs projets ne peut s'approximer par la somme des effets unitaires. En particulier sur une frontière, le SEW d'une interconnexion diminue avec la capacité installée et peut même devenir nul lorsque les échanges ne sont plus contraints. Ainsi, sur un même réseau de référence, l'estimation unitaire de chaque interconnexion ne tient pas compte de l'effet de « cannibalisation » issue de l'arrivée d'autres interconnexions.

Une vision agrégée et séquencée est donc nécessaire pour évaluer les influences cumulées et hiérarchiser les projets à engager sans regret (ceux qui présentent le moins d'incertitudes économiques et techniques) et les projets sous conditions (ceux dont la décision dépend de la levée d'une ou plusieurs incertitudes associées), afin de construire un programme de développement cohérent, réaliste et soutenable dans la durée.

5.4 Le SDDR articule un programme concret, séquencé et intégré pour atteindre la cible à l'horizon 2035

Les paquets d'interconnexions sont élaborés selon la faisabilité, la rentabilité et le contexte de chaque projet

La démarche adoptée par RTE pour l'élaboration du SDDR repose sur une appréciation « multicritères » des projets de nouvelle interconnexion. Les projets sont ainsi considérés matures :

- si leur faisabilité technique et industrielle est démontrée,
- si leur analyse socio-économique est positive dans plusieurs scénarios,
- si le contexte politique et local est favorable.

Sur la base de cette grille de lecture, les projets ont été regroupés en plusieurs « paquets » selon leur maturité technique, économique et contextuelle. La décomposition proposée est la suivante :

- un paquet « certain » ou « paquet 0 » regroupant les interconnexions en cours de construction pour des mises en service prévues sur les trois prochaines années ;
- un paquet « sans regret » ou « paquet 1 » regroupant les interconnexions déjà engagées ou à engager immédiatement car rentables dans toutes les situations et politiquement matures ;
- un paquet « sous conditions » ou « paquet 2 » regroupant les interconnexions au contexte plus incertain et à engager au cours des prochaines années si un certain nombre de conditions est rempli.

L'intérêt de cette approche est de permettre un traitement agrégé de l'ensemble des projets. L'approche proposée se traduit ainsi de manière séquentielle.

À court terme (2022)

D'ici 2021, la mise en service de trois projets d'interconnexion est attendue au titre du paquet 0, pour renforcer la capacité d'échange avec le Royaume-Uni et l'Italie.

Les interconnexions avec ces pays sont aujourd'hui les plus saturées, presqu'exclusivement à l'export : en 2018, les échanges étaient contraints 84 % du temps avec la Grande-Bretagne et 82 % avec l'Italie. Le renforcement des capacités d'échange devrait permettre de remédier de manière structurelle à ces congestions, identifiées de longue date. Dès novembre 2007, lors du sommet franco-italien de Nice, le projet Savoie-Piémont avait par exemple été envisagé afin de répondre aux enjeux liés au renforcement de la solidarité et des échanges entre la France et l'Italie.

RTE a identifié les interconnexions du paquet 0 comme cruciales pour le programme de fermeture des dernières centrales fonctionnant au charbon en France. Récemment, des doutes ont été émis sur l'interconnexion ElecLink, faisant état de la possibilité que la société Getlink ne dispose pas de l'agrément nécessaire de la Commission intergouvernementale de sécurité pour pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche[20]. L'impact d'un retard significatif du projet ElecLink sur la sécurité d'approvisionnement a ainsi fait l'objet d'analyses détaillées et d'un rapport remis au ministre[21] au printemps 2019. RTE reste toutefois pleinement engagé, en lien avec Getlink et la Commission intergouvernementale au tunnel sous la Manche, dans la mise en service de l'interconnexion au plus tôt.

Avec la mise en service du paquet 0, RTE vise une capacité globale d'échange portée à près de 15 GW à l'import et 20 GW à l'export en 2022.

20. Selon le courrier du Ministre d'État de janvier 2019
21. RTE, 2019, Analyses complémentaires sur l'équilibre offre-demande d'électricité en France sur la période 2019-2023

À moyen et long termes (à compter de 2025)

Le paquet 1

Les interconnexions du paquet 1 permettent de compléter une première étape de renforcement des capacités d'échange de la France, à l'horizon 2025. Elles portent sur la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne. Les projets considérés sont très hétérogènes : certains relèvent d'adaptation du réseau belge (notamment *via* l'installation de transformateurs déphaseurs), d'autres de renforcements d'ouvrages existants avec l'Allemagne (notamment autour de l'axe Vigy-Uchtelfangen), tandis que le projet avec l'Espagne consiste en une nouvelle ligne à courant continue de grande capacité (projet Golfe de Gascogne).

La mise en œuvre du paquet 1 traduit :

- l'engagement réaffirmé de RTE pour réussir le projet Golfe de Gascogne, en cohérence avec l'avis porté par la Commission européenne sur l'intérêt du projet, résultant dans l'attribution d'une subvention conséquente[22] ;
- l'importance accordée par RTE aux interconnexions dans la zone France-Allemagne-Benelux. Les capacités d'échanges dans cette zone sont cependant encore fréquemment limitées par les réseaux internes, notamment en Allemagne. RTE maintiendra une vigilance particulière, en coordination avec ses homologues, pour garantir les capacités d'échanges, notamment aux vues des nouvelles dispositions européennes définies dans le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens».

Avec la mise en service du paquet 1, RTE vise une capacité globale d'échange portée à environ 20 GW à l'import et 25 GW à l'export.

Le paquet 2

Le paquet 2 comporte des projets qui présentent un intérêt économique sous certaines conditions mais dont le degré de maturité est moins avancé.

Certains projets, comme Celtic Interconnector, s'inscrivent dans le cadre d'une priorité politique en faveur de l'intégration du marché européen de l'électricité dans le contexte de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. L'équation économique de ce projet est désormais connue et précisée dans la délibération de la CRE. Du point de vue français, le lancement du projet dépend désormais du subventionnement par l'Union européenne, dans des proportions permettant de combler la différence entre le coût et le gain pour la France.

Au-delà d'ElecLink et IFA2, trois projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni ont été examinés. Les études conduites dans le SDDR :

- mettent en lumière la forte sensibilité de l'évaluation économique de ces projets en fonction du scénario et de l'ordre de mise en service des interconnexions,
- soulignent la forte incertitude encore présente relative au coût des projets,
- concluent que l'espace économique pour de telles interconnexions ne peut excéder deux projets (en addition de ceux du paquet 0), et que leurs mises en service ne devraient pas avoir lieu avant la seconde moitié d'horizon.

Dès lors, deux projets avec le Royaume-Uni ont été classés dans le paquet 2. Il conviendra de les réinterroger ultérieurement, une fois les incertitudes politiques liées au Brexit dissipées, une date de mise en service pour l'interconnexion ElecLink confirmée et les hypothèses centrales de valorisation (évolution du prix des combustibles, trajectoires d'EnR et de consommation et coûts d'investissement des projets) vérifiées. **Ce processus pourrait ainsi conduire, à terme, au lancement d'un nombre de projets compris entre zéro et deux.** Une éventuelle impossibilité de mettre en service le projet ElecLink du paquet 0 – selon l'hypothèse considérée dans le courrier du Ministre d'État de janvier 2019 – conduirait à augmenter la valeur des nouveaux projets. En juillet 2019, la CRE a rendu publique une étude sur la valorisation économique des interconnexions à la frontière britannique, dont la conclusion principale est qu'il n'apparaît pas pertinent de décider à ce jour de construire de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni.

Les autres projets concernent la poursuite du renforcement à la frontière belge, ainsi qu'un accroissement de la capacité d'échange avec la Suisse.

Avec la mise en service du paquet 2, RTE vise une capacité globale d'échange portée à environ 25 GW

22. Source : *https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/list_of_actions_selected_for_receiving_financial_assistance_under_the_2017_cef_energy_call_for_proposals.pdf*

à l'import et 31 GW à l'export dans le cas où toutes les lignes seraient décidées.

Au-delà du paquet 2

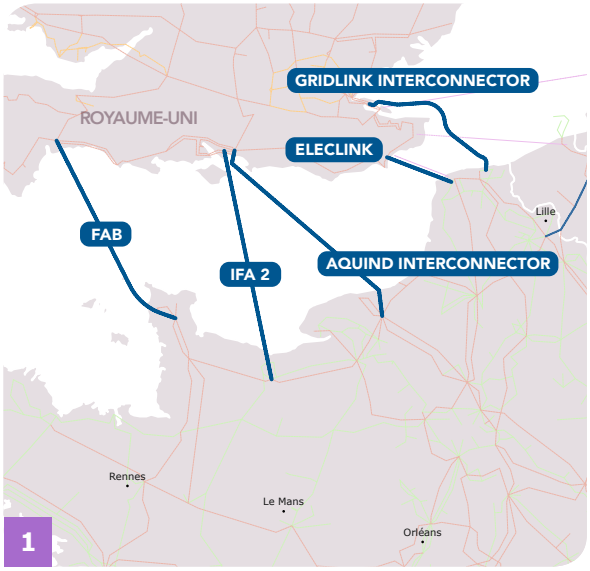
Enfin, pour des raisons économiques comme sociétales, certains projets ne semblent pas, vu d'aujourd'hui, en situation d'être décidés et mis en service à l'horizon du SDDR. L'intérêt de ces projets (le troisième projet avec le Royaume-Uni et les projets transpyrénéens) pourra être réinterrogé à l'avenir, selon les évolutions des mix électriques.

Cette approche séquencée par paquets favorise un programme cohérent en fonction de l'intérêt pour la collectivité et de la trajectoire énergétique européenne. Elle permet une mise en œuvre conjointe des interconnexions et des adaptations associées dans les réseaux internes, et ainsi une cohérence avec le nouvel objectif européen des 70 %.

Tableau 5.3 Répartitions des interconnexions selon les paquets

Frontière	Interconnexion	Contexte	Paquet	Action de RTE
Royaume-Uni	**IFA2**	▸ En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction
	ElecLink	▸ En construction	Paquet 0	✓ Accompagner la finalisation de la construction
	FAB	▸ Projets affectés par les incertitudes autour du Brexit ▸ Rentabilité d'un à deux projets à confirmer en particulier dans le TYNDP et rentabilité *a priori* absente pour le 3e projet	2 interconnexions sur 3 dans le paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
	GridLink Interconnector			
	Aquind Interconnector			
Irlande	**Celtic Interconnector**	▸ Projet conditionné à l'octroi d'une subvention européenne ▸ Rentabilité du bilan dépendant de l'évolution du paysage énergétique en Irlande	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Espagne	**Golfe de Gascogne**	▸ Projet rentable ▸ Projet validé par les régulateurs en 2017 ▸ Subvention européenne accordée en 2018 ▸ Projet présentant un défi technologique majeur	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – enclencher la construction sur la base du tracé actualisé
	Projets transpyrénéens	▸ Projets exploratoires ▸ Nécessité de renforcer préalablement les réseaux internes français et espagnols ▸ Acceptabilité incertaine	Les analyses techniques ne permettent pas encore de statuer	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Belgique	**Avelin/ Mastaing-Avelgem-Horta**	▸ Projet rentable ▸ Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – assurer la réussite du projet
	TD Aubange	▸ Projet rentable ▸ Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	NA (projet sur réseau interne belge)
	Lonny-Achêne-Gramme	▸ Rentabilité incertaine dans le TYNDP ▸ Consistance du projet à clarifier	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Allemagne	**Vigy-Uchtelfangen**	▸ Projets rentables	Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
	Muhlbach-Eichstetten		Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
Suisse	**Renforcement France-Suisse**	▸ Projet en pause suite à l'absence de rentabilité depuis le TYNDP 2016	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Italie	**Savoie-Piémont**	▸ En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction

Les projets d'interconnexion aux frontières françaises



1. Frontière France - Royaume-Uni

La France et le Royaume-Uni sont reliés électriquement depuis 1961 avec la première liaison IFA, liaison à courant-continu d'une capacité d'échange maximale de 160 MW. Elle a été remplacée en 1986 par la liaison IFA 2000, encore en service aujourd'hui. Jusqu'en 2011, IFA 2000 était le seul lien électrique entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale.

De nombreux projets sont désormais en construction ou en projet pour relier le Royaume-Uni à l'Europe continentale. Pour la France, les projets IFA 2 et ElecLink devraient augmenter de 1 GW chacun les capacités d'échange. Trois projets supplémentaires sont actuellement à l'étude sur la frontière :

- France-Aurigny-Grande-Bretagne (FAB)
- GridLink Interconnector
- Aquind

Cette frontière est entourée d'un contexte politique inédit lié à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Les modalités de la sortie, à ce jour prévues pour fin 2019, sont toujours très incertaines. Ainsi la CRE, dans sa délibération 2017-253 du 16 novembre 2017, déclare : *«Compte tenu du contexte associé à la décision du Royaume-Uni de sortir de l'Union européenne, la CRE considère ne pas être en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne».*

Toutes les études confirment que les trois projets ne peuvent voir le jour de manière simultanée. RTE table sur une mise en service, durant la seconde période du SDDR, d'un nombre de projets compris entre zéro et deux.

Le paquet 2 comporte donc, sans différenciation, deux des trois projets.

2. Frontière France - Irlande

Le projet Celtic Interconnector est le premier projet visant à relier la France et l'Irlande. Dans le contexte de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, ce projet bénéficie d'un soutien politique réaffirmé en octobre 2017 lors de la déclaration conjointe du Président de la République française et du Premier ministre irlandais, puis en mai 2019 lors de la signature par les GRT, en présence des ministres de l'énergie, des demandes de subventions. En France, la demande d'investissement et la justification technico-économique ont été soumises respectivement à la Commission de régulation de l'énergie et à la Direction générale de l'énergie et du climat en 2018. Les études ont permis de montrer que le projet apporte des bénéfices à la collectivité européenne que ceux-ci pourraient être réduits selon les évolutions du paysages énergétique en Irlande (en particulier avec une nouvelle interconnexion reliant l'Irlande à la Grande-Bretagne et un développement ralenti de l'éolien) et le risque de coûts



2

d'investissement plus élevés que prévu. Compte tenu de ces éléments, la réalisation du projet semble conditionnée au soutien financier qui sera décidé par la Commission européenne en 2019. Les régulateurs irlandais et français ont confirmé, dans une délibération commune, ce besoin fixant à 60 % des coûts d'investissement le montant minimal de la subvention. Ce projet fait partie du paquet 2.

3. Frontière France-Espagne

Historiquement reliées par l'intermédiaire de lignes à courant alternatif, la France et l'Espagne ont mis en service en 2015 une ligne représentant une innovation technologique importante entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) composée de deux liaisons à courant continu de 1 GW. Le contexte géographique, notamment dû aux reliefs importants, a nécessité 37 forages, dont certains particulièrement difficiles allant jusqu'à 14 m de profondeur.

La frontière franco-espagnole constitue pour l'Espagne et le Portugal le seul accès au reste du marché européen et revêt en ce sens un enjeu politique fort. Par la déclaration de Lisbonne, de juillet 2018, les chefs d'État des trois pays ont réaffirmé l'importance des interconnexions électriques. Le projet Golfe de Gascogne répond notamment à ce besoin. Ce projet, dont les études ont pu assurer de l'intérêt, a été validé par les régulateurs nationaux en 2017. Il a reçu en 2018 une forte subvention de la part de l'Union européenne, *via* le programme « Connecting Europe Facility ». Le tracé exact est en cours de finalisation par RTE et REE afin de pouvoir commencer les travaux rapidement. Il fait partie du paquet 1.

Deux projets supplémentaires, à travers les Pyrénées, sont également à l'étude (les projets transpyrénéens). La phase d'étude a mis en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales importantes. En particulier, l'acceptabilité par les populations reste à démontrer



3

23. C'est la première ligne à avoir recours à du polyéthylène réticulé à ce niveau de puissance

...

car des renforcements structurels du réseau (notamment en région Nouvelle-Aquitaine) en constituent un prérequis. Les projets transpyrénéens ne sont donc pas attribués, à ce stade, à l'un ou l'autre des paquets.

4. Frontière France-Belgique

Plusieurs projets existent entre la France et la Belgique et devraient permettre de résoudre les principales zones d'engorgements de la frontière. En premier lieu, le renforcement de l'axe Avelin-Avelgem-Horta et l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange en Belgique doivent permettre une hausse des capacités d'échange entre les deux pays. Cette augmentation renforcera notamment la sécurité d'approvisionnement dans des contextes de fermeture des centrales à charbon en France et de sortie du nucléaire en Belgique. Ces projets, pour lesquels les travaux débutent en 2019, font partie du paquet 1.



À terme, le renforcement de l'axe Lonny-Achêne-Gramme, encore au stade exploratoire, renforcera les échanges possibles. Sa rentabilité devra être réévaluée dans les prochains exercices afin de confirmer son intérêt. Le projet fait partie du paquet 2.

5. Frontière France-Allemagne

Deux projets de renforcement sont prévus sur cette frontière : le renforcement de l'axe Muhlbach-Eichstetten, et le renforcement de l'axe entre Vigy et Uchtelfangen. L'axe Muhlbach-Eichstetten, déjà composé d'une ligne 400 kV, présente l'intérêt de pouvoir être renforcé sans création d'une nouvelle ligne, par le passage au niveau de tension 400 kV d'une ligne auparavant exploitée en 225 kV. Il en va de même pour le second projet qui débutera par l'utilisation de DLR et sera suivi du remplacement de conducteurs en fin de vie et de l'installation de transformateurs déphaseurs. Ces projets sont rentables dans la quasi-totalité des configurations étudiées, ce qui plaide pour un engagement rapide. La concrétisation de ces renforcements dépend plus largement de l'Allemagne, car les travaux seront en majorité effectués outre-Rhin. Ils font partie du paquet 1.



24. Dynamic Line Rating (voir chapitre 3)

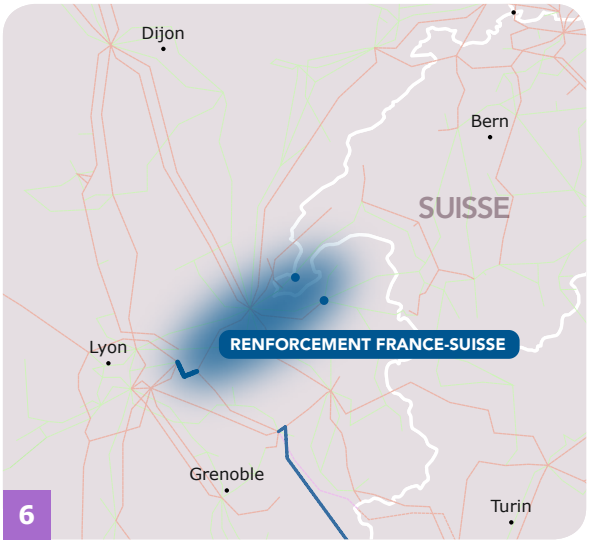
Une vigilance particulière doit être maintenue sur cette frontière sur les capacités d'échange effectivement mises à disposition du marché entre les deux pays, le réseau interne en Allemagne étant généralement limitant. Cette attention est renforcée par les nouvelles méthodes de calcul de capacités d'échange imposées par le nouveau paquet européen «Une énergie propre pour tous les européens».

6. Frontière France-Suisse

Cette frontière a été récemment renforcée, en 2018, par la reconfiguration des câbles conducteurs sur l'axe Genissiat-Verbois. Une deuxième étape est à l'étude, consistant dans un premier temps en l'installation de transformateurs déphaseurs à Foretaille (Suisse), puis, dans un second temps, en un remplacement des conducteurs par un câble à faible dilatation sur l'axe Creys-Saint Vulbas associé à l'installation d'un transformateur déphaseur à Cornier. Les études avec Swissgrid, le GRT suisse, vis-à-vis de ce second renforcement ont été interrompues faute de rentabilité avérée dans le TYNDP 2016. Sa rentabilité dans le TYNDP 2018 est plus élevée et les discussions pourraient être relancées. Le projet, encore sous cocon, fait ainsi partie du paquet 2. Cette frontière reste tout de même spécifique du fait du statut particulier de la Suisse vis-à-vis de l'Union européenne.

7. Frontière France-Italie

Sur cette frontière, RTE développe avec son partenaire italien TERNA une nouvelle interconnexion à courant continu (Savoie-Piémont). Ces 190 km de ligne souterraine entre Chambéry et Turin s'intègrent aux infrastructures routières existantes, à travers notamment le passage du tunnel de Fréjus. Le chantier, débuté en 2015, devrait aboutir à une mise en service en 2020.

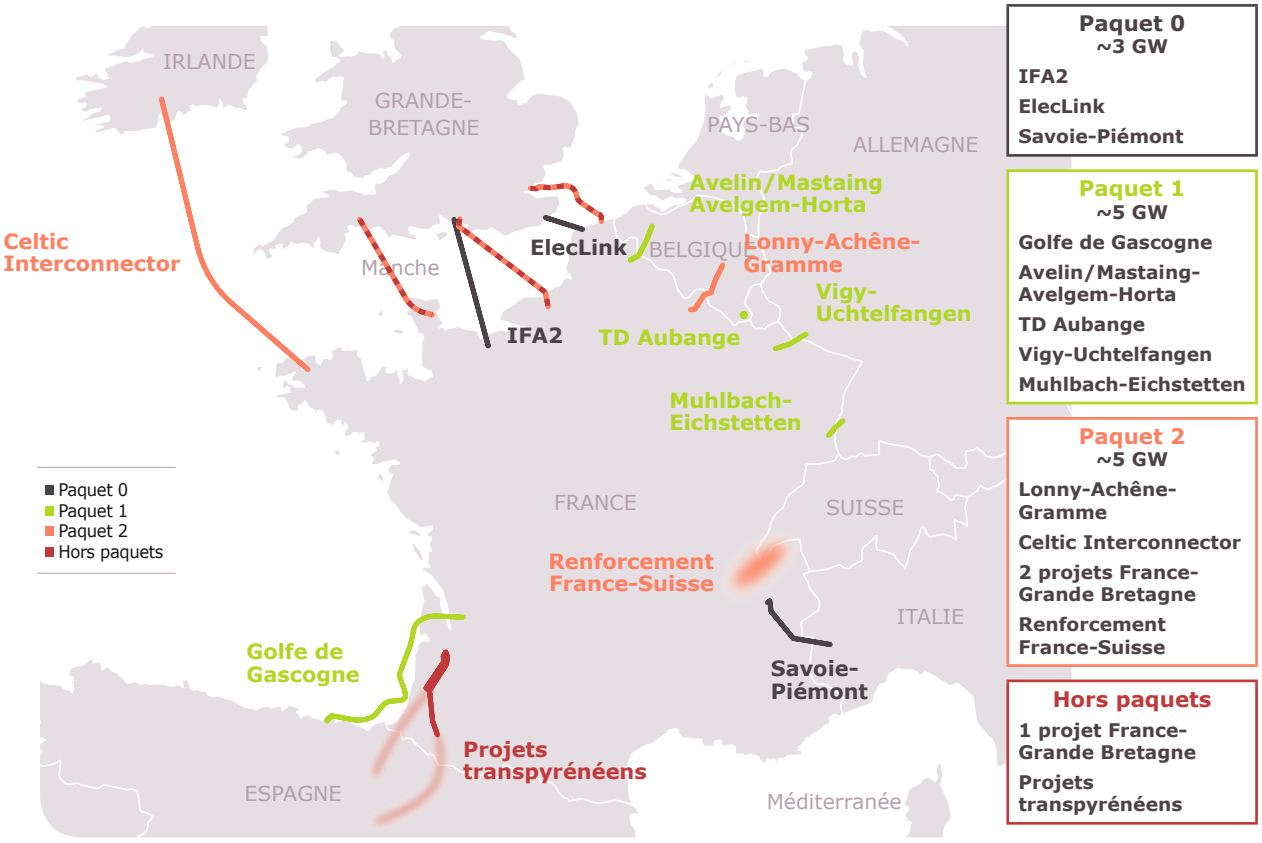


6



7

Figure 5.9 Illustration des trois paquets aux frontières françaises



Les paquets 1 et 2 d'interconnexion apparaissent justifiés pour la collectivité mais à des horizons distincts

Afin d'évaluer la pertinence économique de ce programme d'investissement, une analyse coût-bénéfice a été menée de manière agrégée au niveau de chaque paquet.

Il s'agit d'une nouveauté du SDDR qui permet de résoudre la difficulté susmentionnée sur les influences croisées entre projets et donc de garantir la pertinence globale de la trajectoire. La situation initiale considérée représente le réseau existant augmenté des interconnexions du paquet 0, la rentabilité de ce dernier n'étant pas ré-évaluée. L'évaluation a été réalisée en ajoutant successivement les paquets 1 et 2 (le paquet 2 est évalué en considérant les paquets 0 et 1 mis en service). Ainsi, contrairement à l'approche unitaire dont les résultats sont illustrés au tableau 5.2, cette analyse permet d'évaluer l'impact agrégé des interconnexions. Toutefois, elle ne peut pas fournir de détails par projet.

Cette évaluation a été menée en analysant la somme des coûts de production (SEW), les contraintes des réseaux internes et les pertes. Elle repose sur les scénarios du Bilan prévisionnel (*Ampère*, *Volt* et PPE) afin d'y déterminer l'intérêt pour la collectivité.

Les coûts d'investissements

Les coûts d'investissement totaux de chaque projet sont évalués par leurs promoteurs et déclarées à ENTSO-E. Ils varient entre deux milliards d'euros pour le paquet 1 et trois milliards d'euros pour le paquet 2, sans tenir compte des subventions et des répartitions financières possibles entre les parties prenantes. Une première observation (voir ci-contre) est que les paquets 1 et 2 ne sont pas plus coûteux que le paquet 0. En les annualisant[25] (pour pouvoir comparer aux bénéfices et coûts annuels estimés), ces coûts[26] s'élèvent à 145 M€/an pour le paquet 1 et à 225 M€/an pour le paquet 2.

Les conséquences sur la production européenne (SEW)

La meilleure optimisation des plans de production (permise par l'arrivée des nouvelles interconnexions) entraine une substitution de production à partir de gaz et charbon à l'échelle européenne par de la production à coût variable faible ou nul (nucléaire et renouvelable). Cette substitution permet une diminution importante des coûts de production du système électrique européen (évaluée *via* le SEW).

Dans les scénarios *Ampère* et *Volt* l'augmentation du bien-être collectif (mesurée par le SEW) permise par les interconnexions est importante. Ces valeurs s'expliquent par des capacités élevées de production française nucléaire et renouvelable, très compétitives sur les marchés européens, dans un contexte de stabilisation ou de diminution de la demande d'électricité en France. Dans le scénario PPE, le parc de production nucléaire et renouvelable est également important mais la consommation d'électricité est plus élevée du fait notamment du développement de la production d'hydrogène par électrolyse. Cela diminue les opportunités d'export de la production à faible coût variable et réduit ainsi les SEW dégagés par les nouveaux projets d'interconnexion.

Figure 5.10 Coûts complets d'investissement des paquets 0, 1 et 2 (tous pays confondus)

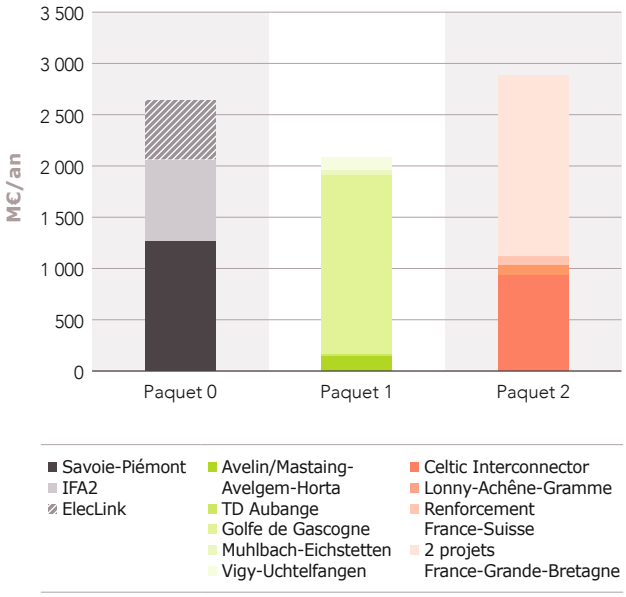
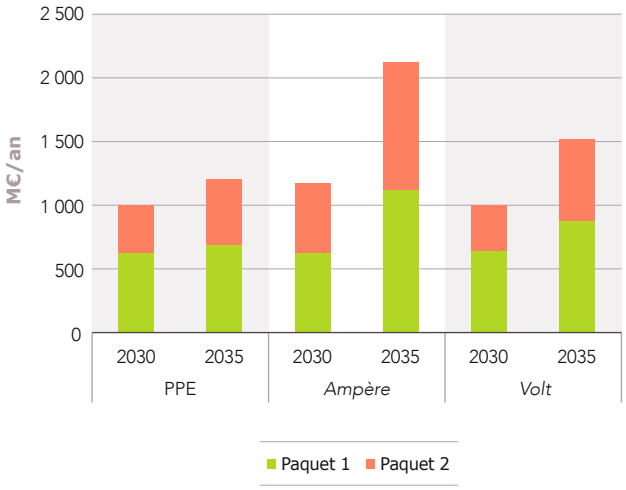
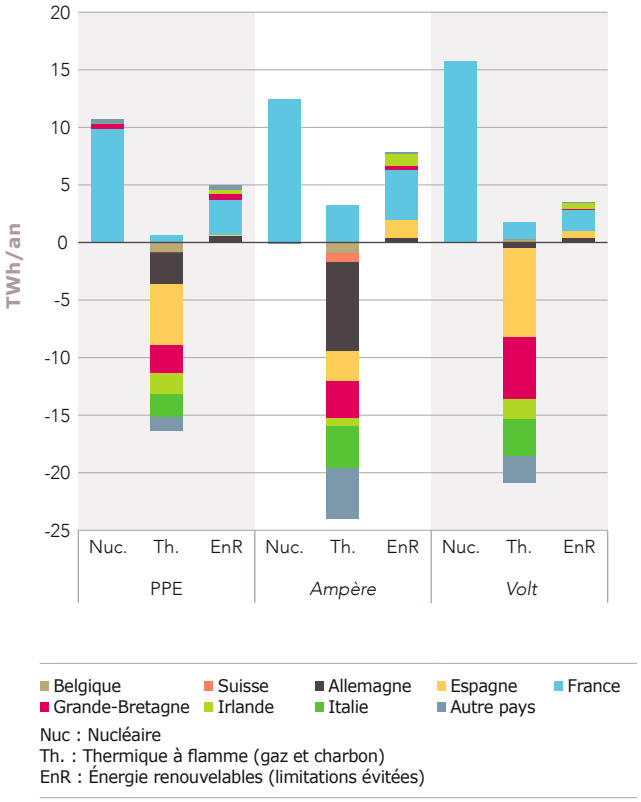


Figure 5.11 SEW des paquets 1 et 2 sur les scénarios PPE, *Ampère* et *Volt*



25. En intégrant une durée d'amortissement de 25 ans et un taux d'actualisation de 4 % (paramètres ENTSO-E)
26. En intégrant des coûts de maintenance de l'ordre de respectivement 10 et 40 M€/an

Figure 5.12 Substitution des productions induite par l'arrivée des interconnexions en 2035 (paquets 1 et 2)



Nuc : Nucléaire
Th. : Thermique à flamme (gaz et charbon)
EnR : Énergie renouvelables (limitations évitées)

La meilleure optimisation des plans de production conduit également à une réduction des émissions de CO_2, car la production d'électricité issue des filières à bas coût (renouvelable et nucléaire) n'émet pas de gaz à effet de serre. Cela conduit à éviter jusqu'à 6 Mt/an de CO_2 sur le scénario PPE en 2035. De même, le développement des interconnexions permet une intégration plus efficace des énergies renouvelables, en augmentant leur débouché et en évitant ainsi les écrêtements (jusqu'à 5 TWh/an sur le scénario PPE en 2035) de cette production.

Les conséquences sur les pertes électriques

Le coût des pertes résultant du transport d'électricité sur le réseau peut être influencé par la mise en service d'interconnexions à travers les modifications des flux électriques et des prix de marché. Du fait des échanges d'énergie longue distance issus de l'utilisation accrue des interconnexions, les volumes de pertes augmentent généralement avec l'arrivée de nouveaux projets. Les surcoûts[27] induits par les paquets sont plus importants aux horizons plus lointains et sur les scénarios PPE et *Ampère*.

Figure 5.13 Réduction des émissions de CO_2 induite par l'arrivée des interconnexions (paquets 1 et 2)

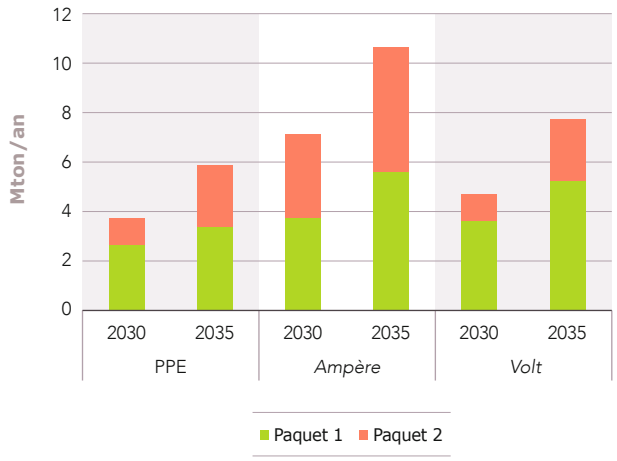
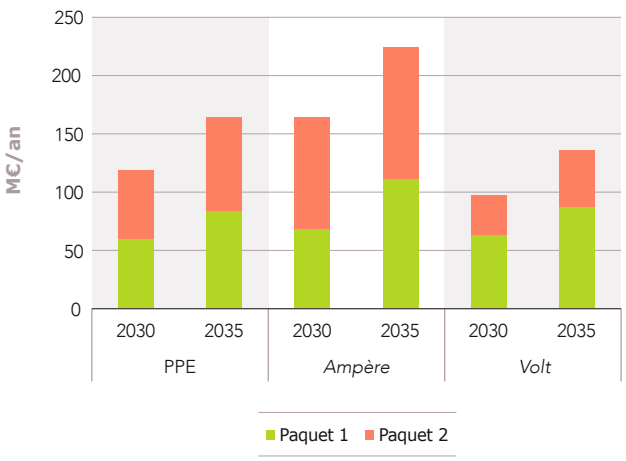


Figure 5.14 Surcoût des pertes lié à l'ajout des interconnexions (paquets 1 et 2)



27. Calculés pour cette étude sur les réseaux de grand transport de la France et de ses voisins, à l'exception du Royaume-Uni et de l'Irlande

Figure 5.15 Coûts des congestions résiduelles sur le réseau de grand transport français adapté en cas d'arrivée des paquets 1 et 2 (vision 2035)



Les conséquences sur les réseaux internes

Les flux sur les réseaux internes sont influencés par la mise en service d'une nouvelle interconnexion pouvant générer occasionnellement des congestions. Un arbitrage entre les surcoûts issus des limitations de production dans la zone congestionnée (désoptimisation de la production pour résoudre la contrainte) et le coût d'un renforcement du réseau interne permet de décider de la meilleure stratégie à adopter pour adapter le réseau interne à l'évolution envisagée des interconnexions.

Le besoin d'adaptation tel qu'étudié dans le SDDR décrit le niveau d'investissement optimal du réseau interne français en lien avec l'arrivée des interconnexions envisagées sur chacun des scénarios étudiés (PPE, *Volt* et *Ampère*). Le séquencement des interconnexions en paquet 1 puis paquet 2 peut entraîner des impacts sur la trajectoire optimale envisagée et induire des différences sur les congestions résiduelles des réseaux internes. En substance, les interconnexions du paquet 1 induisent des surcoûts potentiels de congestion par rapport au paquet 0 de l'ordre de 10 à 50 M€/an selon le scénario. Le paquet 2 a un impact moins significatif par rapport au paquet 1 (au maximum 20 M€/an) et peut parfois même soulager certaines contraintes internes dans certaines configurations du mix électrique.

Bilan : analyse coûts-bénéfices des paquets d'interconnexions

En agrégeant les résultats obtenus, l'analyse coûts-bénéfices est globalement positive sur les paquets 1 et 2 bien que fortement dépendante de l'horizon.

Sur l'ensemble des scénarios étudiés, le paquet 1 présente une rentabilité positive dès 2025 tandis que le paquet 2 devient rentable sur tous les scénarios vers 2030 (en particulier du fait de l'intérêt d'un renforcement avec la Suisse, ce qui confirme *a contrario* les incertitudes sur les projets britanniques, qui sont proches de la frontière de rentabilité). L'intérêt économique des paquets croît dans le temps, notamment dans les scénarios *Volt* et *Ampère*. Sur le scénario PPE, cette rentabilité évolue dans une moindre mesure après 2030 : même si l'évolution des énergies renouvelables françaises sera très importante, la trajectoire de consommation électrique française à la hausse (en intégrant la production d'hydrogène par électrolyse) et le déclassement de nombreux réacteurs nucléaires entre 2030 et 2035 limitent la rentabilité.

Le paquet 1 est donc bien «sans regret» et ses interconnexions sont intégrées en priorité dans la trajectoire d'investissement. Les interconnexions du paquet 2, plus incertaines, seront envisagées dans la seconde partie de la période pour que les conditions de leur rentabilité puissent être effectives à ces horizons. Une analyse de sensibilité de ces évaluations est présentée au chapitre 12 : elle confirme le caractère «sans regret» du paquet 1, mais illustre la sensibilité de l'analyse du paquet 2 à certains paramètres.

Figure 5.16 Résultat détaillé de l'analyse coûts-bénéfices des paquets 1 et 2 sur le scénario PPE 2035 (point de vue de la collectivité européenne)

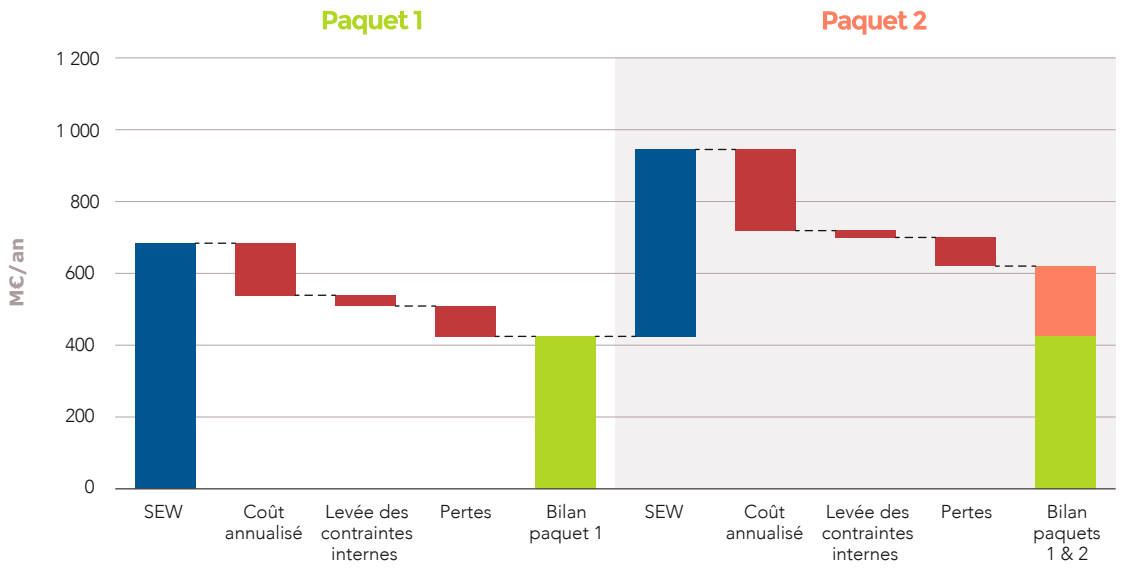


Figure 5.17 Évolution de la rentabilité des paquets sur *Ampère*, *Volt* et PPE

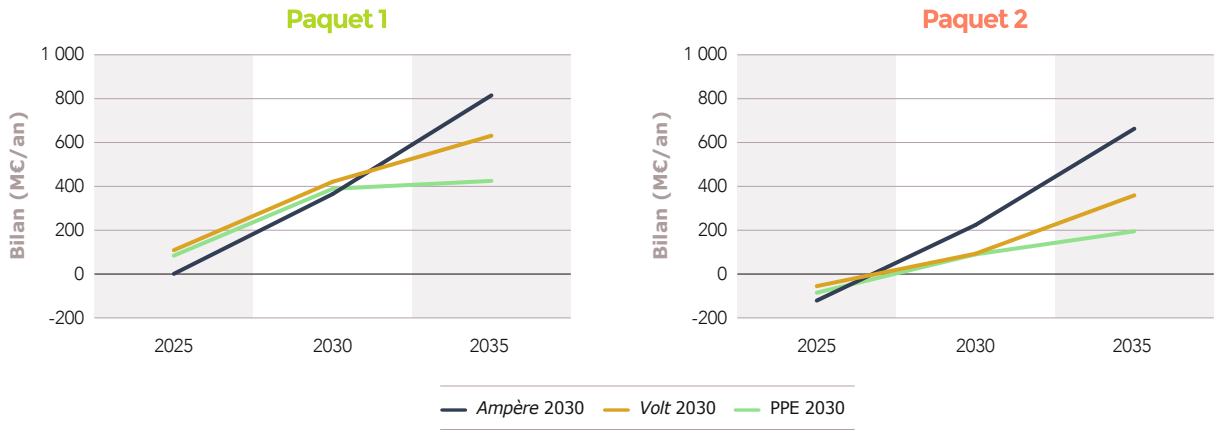


Tableau 5.4 Synthèse de l'analyse coûts-bénéfices des paquets 1 et 2 sur PPE, *Ampère* et *Volt* (en M€/an)

		PPE 2025	PPE 2030	PPE 2035	*Ampère* 2025	*Ampère* 2030	*Ampère* 2035	*Volt* 2025	*Volt* 2030	*Volt* 2035
Coût annualisé	Paquet 1	145	145	145	145	145	145	145	145	145
	Paquet 2	226	226	226	226	226	226	226	226	226
SEW	Paquet 1	319	624	684	264	628	1122	328	639	873
	Paquet 2	200	376	521	201	547	1003	216	364	645
Pertes	Paquet 1	60	60	84	68	68	111	63	63	87
	Paquet 2	59	59	80	96	96	113	34	34	49
Levée des contraintes internes	Paquet 1	30	30	30	50	50	50	10	10	10
	Paquet 2	0	0	20	0	0	0	10	10	10
Bilan	Paquet 1	84	389	425	1	365	815	109	421	631
	Paquet 2	-85	90	195	-121	224	663	-55	93	359

Au-delà des deux premiers paquets, l'intérêt d'interconnexions supplémentaires est incertain

Sur la frontière anglaise, au-delà des deux interconnexions en cours de construction et des interconnexions envisagées dans le paquet 2, une interconnexion supplémentaire n'est pas souhaitable dans la plupart des situations envisagées. Seul un scénario de transition énergétique comme *Ampère* conduirait à rendre ce nouveau projet rentable à l'horizon 2035. Dans les autres cas, le coût de l'interconnexion serait vraisemblablement supérieur à la valeur qui pourrait en être obtenue. En conclusion, un projet d'interconnexion complémentaire entre la France et l'Angleterre semble trop peu rentable pour être intégré à une trajectoire de développement réaliste.

Sur la frontière espagnole, les projets transpyrénéens consistent dans une augmentation des capacités d'échange entre la France et l'Espagne à hauteur de 3 GW *via* deux projets de liaisons à courant continu. Ces projets induisent, vu d'aujourd'hui, des coûts d'investissement de l'ordre 2,6 Md€ avec d'importants surcoûts possibles résultant d'incertitudes élevées sur ces projets dont la consistance technique et l'acceptabilité ne sont pas complètement établies.

En tenant compte des hypothèses de coût moyen, le coût annualisé du projet pourrait être compensé par le SEW à partir de 2030, mais en cas de hausse des coûts sur le projet, cet équilibre ne pourrait être obtenu qu'à partir de 2035.

L'ajout des projets transpyrénéens induit également une forte hausse des coûts de congestion sur

Figure 5.18 SEW apportés par l'ajout supplémentaire de 1 et 2 GW de capacité sur FR-GB (en plus du paquet 2)

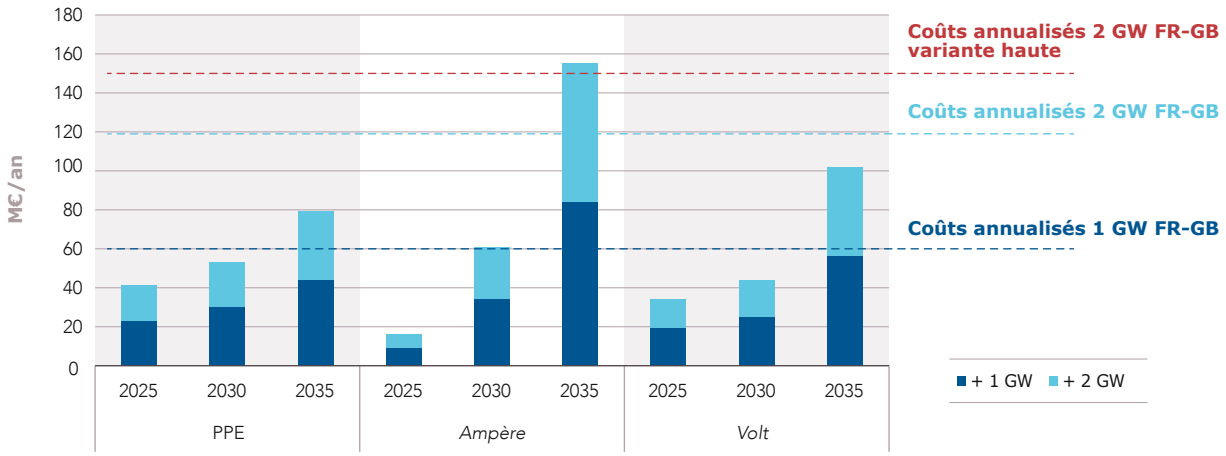
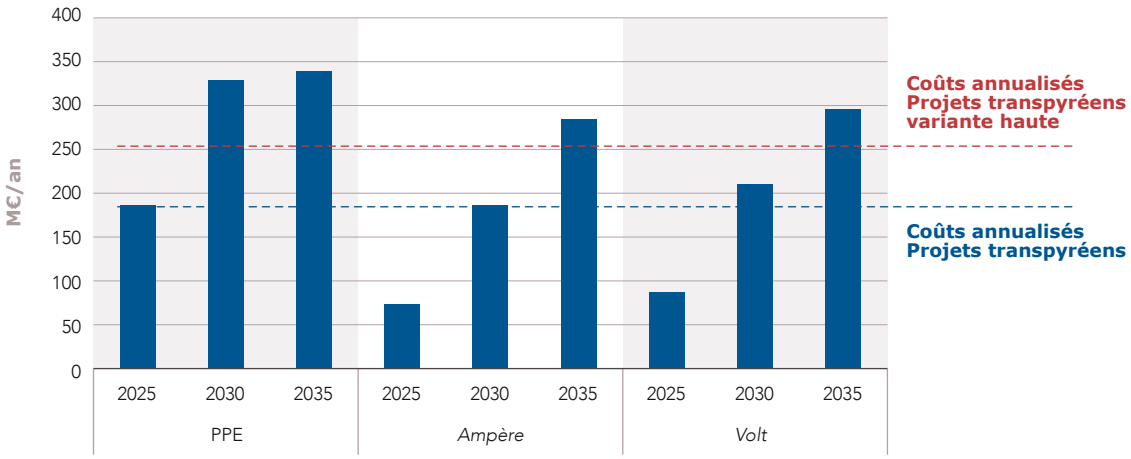


Tableau 5.5 Coûts d'investissement et de maintenance pour les projets transpyrénéens (source TYNDP)

	Coût d'investissement (M€)	Coût d'opération et de maintenance (M€/an)	Annuité (M€/an)	Annuité Variante haute (M€/an)[29]
Projets transpyrénéens[28]	**2600**	**15,5**	**185**	**254**

28. Variante de coût haut arbitraire : +40 % sur le coût d'investissement et +10 % sur les coûts de maintenance
29. Coûts d'ordre *a minima*

Figure 5.19 SEW apportés par les projets transpyrénéens

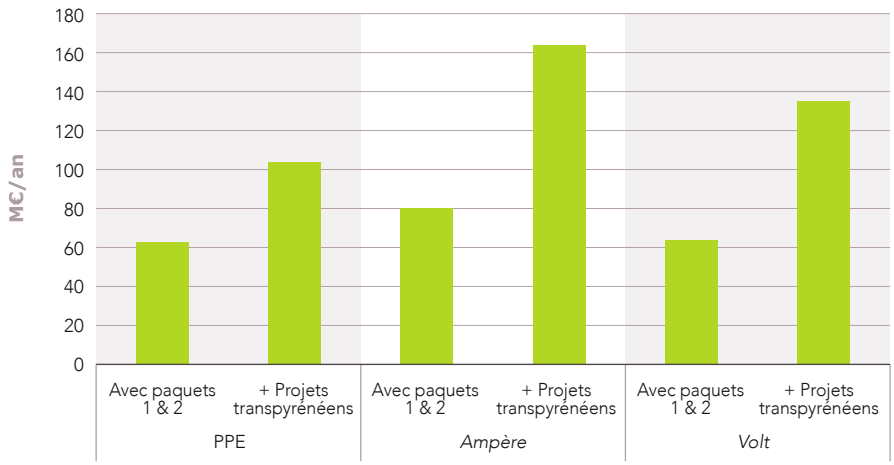


le réseau interne français, entre 50 et 150 M€/an selon le scénario et l'horizon étudiés, ce qui réduit leur rentabilité. Le supplément de coûts de congestion issu de ce seul projet est supérieur au supplément de coûts de congestion issu de l'ensemble des projets des paquets 1 et 2. Un examen approfondi de l'impact sur les réseaux internes français et espagnol des projets transpyrénéens est donc essentiel afin d'évaluer les adaptations préalables nécessaires en résultant.

Enfin, la prise en compte des pertes diminuerait également fortement la rentabilité.

Des compléments d'analyse sont donc nécessaires sur ces projets, en lien avec l'Espagne.

Figure 5.20 Évolution des coûts de congestion du réseau de grand transport liée à l'ajout des projets transpyrénéens (vision 2035)



5.5 Le séquencement proposé se traduit par un lissage des investissements autour de 100 à 150 M€/an sur la période 2021-2035

Pour établir le nouveau SDDR, un travail important de réévaluation de l'intérêt des différents projets d'interconnexion a été réalisé. Les priorités et la séquence à privilégier ont été redéfinies. Ce travail permet désormais de disposer d'une trajectoire de référence.

Cette trajectoire permet d'augmenter graduellement le niveau d'interconnexion de la France avec ses voisins et de viser une capacité offerte au marché d'environ 20/25 GW (import/export) en 2025, 24/30 GW en 2030 et 25/31 GW en 2035. Dans cette trajectoire lissée, toutes les frontières avec la France sont concernées par des renforcements d'ici l'horizon 2035.

La trajectoire suppose que les interconnexions du paquet 1 soient mises en service en première moitié d'horizon : ceci nécessite notamment de renforcer la priorité pour l'interconnexion de la zone France-Allemagne-Benelux et pour la mise en œuvre du projet Golfe de Gascogne. Les mises en service des interconnexions du paquet 2 devraient s'échelonner dans un second temps : cela nécessite de poursuivre les études et de resserrer progressivement le spectre des valorisations possibles.

La planification conjointe entre cette évolution des capacités d'interconnexions et les évolutions du réseau interne est techniquement nécessaire. Son importance est également renforcée par la nouvelle réglementation européenne (critère des 70 %).

Cet accroissement de la capacité d'interconnexion nécessite un investissement supérieur à deux milliards d'euros pour la France sur 15 ans. Ce

Figure 5.21 Dépenses d'investissement en interconnexion, historiques et prévisionnelles

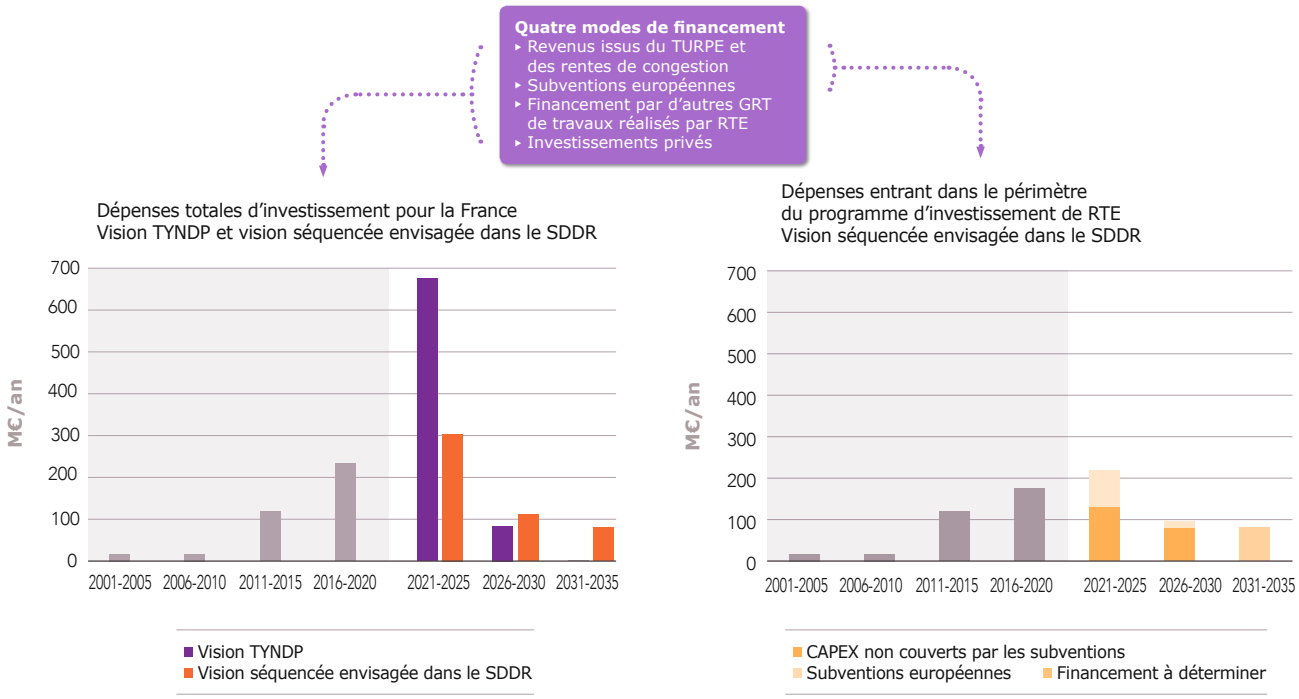
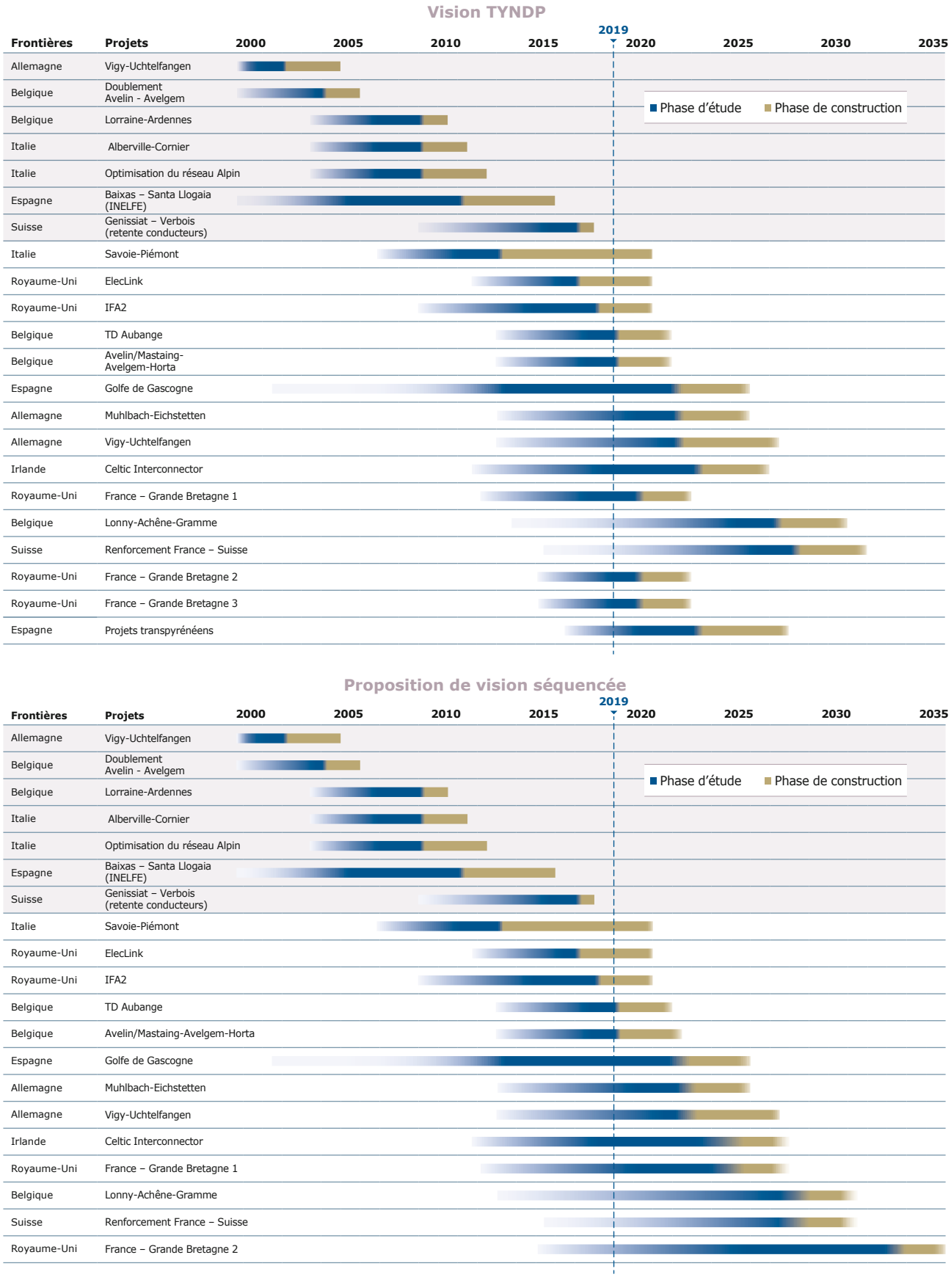


Figure 5.22 Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la vision TYNDP (en haut) et selon une proposition de séquencement (en bas)



montant, élevé en valeur absolue, n'est pas de nature à modifier largement l'équation économique du SDDR. Il représente de l'ordre de 7 % des dépenses à engager sur la période couverte et comprend des investissements dont l'analyse coût-bénéfice est très favorable à l'échelle européenne et française.

L'effet du travail de repriorisation apparaît nettement sur la trajectoire financière : plutôt qu'un pic d'investissement au cours de la période 2021-2025, **les dépenses sont étalées et restent proches des dépenses historiques. Au-delà des subventions européennes et du financement par d'autres GRT de travaux réalisés pour leur compte par RTE, les dépenses restant à couvrir ne devraient pas dépasser 150 M€/an sur la première période quinquennale, pour ensuite évoluer aux alentours de 100 M€/an durant les années suivantes.**

La première période de cinq ans apparaît dans tous les cas de figure comme celle concentrant la plus grande partie des dépenses, du fait de l'engagement du projet le plus important du paquet 1 (Golfe de Gascogne) et du démarrage de certains projets du paquet 2 (possiblement Celtic). Pour autant, les montants d'investissements associés ne sont pas largement supérieurs à ceux qui sont consacrés en moyenne sur la période actuelle.

En évitant une concentration trop importante de projets sur une courte période temporelle, le travail de repriorisation facilite également la bonne gestion des ressources humaines et matérielles sur la période pour RTE et pour ses partenaires.

Dans le cas où certaines priorités politiques conduiraient à anticiper certains projets par rapport au séquencement proposé par RTE (par exemple Celtic), l'effet de lissage serait moins prononcé.



6

LE RÉSEAU EN MER

6. LE RÉSEAU EN MER : DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES SERONT DÉVELOPPÉES POUR ÉVACUER EFFICACEMENT LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN MER

SYNTHÈSE

Le développement des énergies marines renouvelables, et en particulier de la filière éolienne en mer, constitue un des axes forts de la politique de diversification du mix électrique français. La France dispose 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.

Alors qu'aucun parc éolien en mer n'est aujourd'hui installé au large des côtes françaises, les objectifs annoncés par le Gouvernement dans le projet de PPE publié début 2019 visent une capacité en service d'environ 5 GW à l'horizon 2028, et pouvant atteindre de l'ordre de 10 GW à l'horizon 2035. Selon les dernières annonces du Gouvernement, ces objectifs seront rehaussés dans la version finale de la PPE, au vu de la baisse importante des coûts de la filière observée récemment.

Six premiers projets de parcs éoliens en mer, de technologie posée et d'une capacité unitaire de l'ordre de 500 MW chacun, ont été attribués à l'issue de deux appels d'offres (AO1 et 2) en 2012 et 2014. Ces projets ont connu d'importants retards, liés en particulier aux délais des procédures d'autorisation et aux nombreux recours ayant porté sur ces autorisations. Leur mise en service est désormais annoncée à partir de 2022.

Au cours des deux dernières années, le cadre législatif et réglementaire a été clarifié et simplifié et la renégociation des contrats entre l'État et les lauréats des premiers appels d'offres a abouti, permettant de mettre la filière en ordre de marche pour la construction des premiers parcs. En parallèle, le développement de plusieurs parcs pilotes pour l'éolien a été lancé pour contribuer à l'essor d'une filière industrielle française spécifique à cette technologie. **La dynamique pour raccorder une dizaine de parcs éoliens en mer à moyen terme est désormais enclenchée.**

Le nouveau cadre législatif a élargi la responsabilité de RTE en matière de raccordement des parcs en mer. Pour les nouveaux appels d'offres, à partir de l'AO3, la loi « hydrocarbures » prévoit que RTE prenne en charge l'ensemble des dépenses de raccordement *via* le TURPE, et soit logiquement maître d'ouvrage sur l'ensemble du raccordement, y compris le poste en mer. Ces dispositions visent à permettre la mutualisation de certaines infrastructures et donc l'optimisation des coûts de raccordement. La loi ESSOC d'août 2018 a encore élargi la prise en charge du raccordement aux AO1 et 2 (hors poste en mer qui reste sous la responsabilité des lauréats) pour contribuer à la renégociation des contrats par le Gouvernement.

Les coûts de raccordement n'apparaissent désormais plus dans les tarifs d'achat de l'éolien en mer communiqués publiquement. Ils ne seront donc plus couverts par le soutien public aux EnR mais répercutés aux consommateurs *via* le TURPE : ils constitueront toujours une composante significative du coût complet de l'éolien en mer. **L'optimisation des coûts de raccordement de l'éolien en mer constitue donc une condition cruciale pour développer de manière pérenne la filière mais également pour maîtriser la facture énergétique des consommateurs.**

Pour ce faire, RTE a engagé depuis plusieurs mois des analyses approfondies sur l'évaluation

des coûts de raccordement des parcs éoliens en mer et sur les leviers de maîtrise des coûts envisageables.

D'une part, des travaux méthodologiques approfondis ont été menés pour affiner et actualiser l'évaluation des coûts unitaires des projets de raccordement en mer, en y intégrant un chiffrage détaillé des risques associés à ces projets atypiques *via* une méthode probabiliste. **Cette évaluation actualisée permet de disposer de références de coûts cible plus robustes, et permettant d'analyser les enjeux industriels et financiers associés au raccordement de l'éolien en mer en France à long terme.**

Ces références de coûts sont par ailleurs appuyées sur un benchmark européen, qui montre que les coûts de raccordement unitaires projetés par RTE se situent dans la fourchette des coûts observés ailleurs en Europe, soit de l'ordre de 800 k€/MW (pour l'éolien posé) en comptant le coût du poste en mer.

D'autre part, **RTE a identifié plusieurs leviers d'optimisation dont la mise en œuvre est rendue possible par la réforme du raccordement :**

- le développement de plateformes mutualisées et modulaires (« hubs ») ;
- l'adaptation de la taille des parcs à la capacité standard des matériels (câbles ou postes) afin d'éviter certains effets de seuil (par exemple, une puissance d'évacuation de 900 MW nécessite généralement le déploiement de seulement trois câbles contre au moins quatre câbles pour une puissance légèrement supérieure) ;
- la standardisation de certaines infrastructures déployées.

Pour les parcs à partir de l'AO4, ces leviers peuvent permettre une économie significative sur les coûts de raccordement pouvant atteindre environ 15%. Ils pourront également limiter le nombre d'infrastructures à développer et donc les impacts environnementaux associés. **Ces résultats sont conditionnés à la mise en œuvre d'une planification dans la durée des futurs parcs par l'État et à des choix de localisation, dans l'espace et dans le temps, permettant la mutualisation et la standardisation des infrastructures de raccordement.**

Dans cette optique, RTE propose de mettre en place, en amont des prochaines révisions de la PPE, des plans de développement du réseau en mer pour chacune des façades. Leur élaboration serait réalisée par RTE sous l'égide des pouvoirs publics et en concertation avec les acteurs du secteur et acteurs locaux, sur la base de la volonté des pouvoirs publics et à l'issue des phases de participation du public organisées par façade maritime. Les plans de développement du réseau en mer auraient pour objectif d'éclairer le débat (i) en précisant les impacts des choix de localisation des futurs parcs sur les solutions et les coûts de raccordement qui en découleraient et (ii) en mettant en évidence les possibilités de mutualisation et d'optimisation des solutions de raccordement. Il pourrait également permettre à terme de sécuriser une capacité d'accueil avec le préavis suffisant, ce qui donnerait corps à la planification conjointe nécessaire pour atteindre les objectifs d'intégration rapide des énergies marines.

D'ici 2035, les investissements nécessaires pour le raccordement de 10 GW d'éolien en mer seront compris entre 7 Md€ (dans le cas où le développement des parcs éoliens en mer fait l'objet d'une planification adéquate et où les leviers de mutualisation peuvent être activés) et 8 Md€ (dans le cas où les leviers d'optimisation des coûts ne seraient pas accessibles). Dans l'hypothèse où les objectifs de développement de l'éolien en mer seraient fortement rehaussés dans la version finale de la PPE et s'approcheraient de la trajectoire du scénario *Ampère* du Bilan prévisionnel (15 GW installés en 2035), les dépenses d'investissement pour le raccordement des parcs pourraient atteindre près de 12 Md€ sur la période 2021-2035.

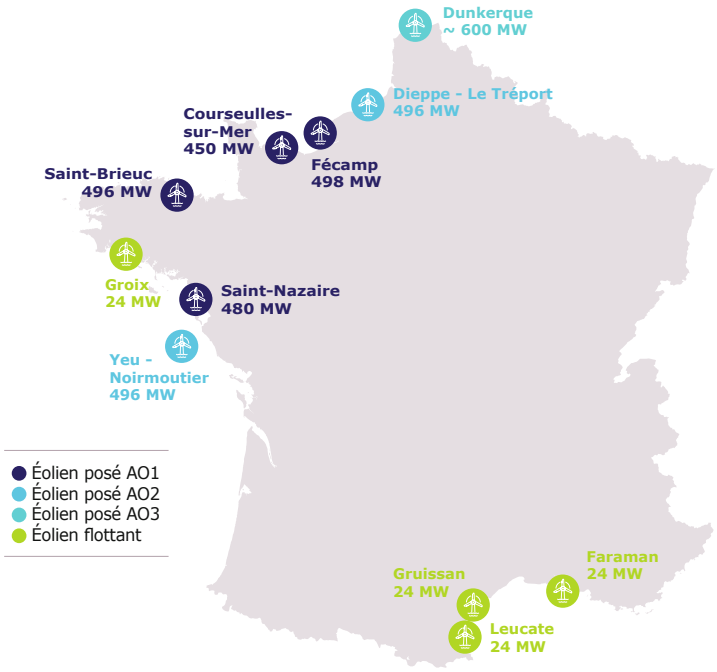
Ces montants apparaissent désormais dans les trajectoires d'investissement de RTE et sont imputés au TURPE depuis la réforme du raccordement. Ils représentent des volumes significatifs – plus de 500 M€ par an sur la période, dès la prochaine période quinquennale – au regard des montants d'investissement annuels historiques de RTE, et expliquent en grande partie la hausse des investissements prévus par RTE au cours des prochaines années. **Ces montants ne constituent toutefois pas un surcoût pour le consommateur mais un transfert du budget de l'État (ancien cadre) vers le TURPE (cadre post-loi ESSOC).**

6.1 Le développement des énergies marines renouvelables constitue une priorité de l'action publique dans le secteur de l'énergie

Avec un espace maritime métropolitain de 375 000 km², des régimes de vent favorables et un réseau de transport d'électricité robuste, la France dispose d'un fort potentiel de développement pour les énergies renouvelables en mer. La production d'énergie par des éoliennes en mer (ou *offshore),* qu'elles soient posées ou flottantes, fait partie des technologies les plus prometteuses.

Depuis le premier parc éolien en mer développé au Danemark en 1991 d'une puissance de 4,95 MW et raccordé en 10 kV, les technologies ont fortement évolué : en 2017, la puissance moyenne des parcs mis en service en Europe était de 493 MW pour un raccordement type en 225 kV et certains projets excèdent parfois même 700 MW voire 1 000 MW[1].

Figure 6.1 Projets de raccordement de parcs éoliens en mer



1. Hornsea One en Grande Bretagne (Ørsted) détient le record en Europe avec 1,2 GW.
2. ADEME : Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières, sept. 2017

La contribution des énergies renouvelables en mer à la production d'électricité nationale est potentiellement significative : installés au large, les parcs permettent de capter des vents plus soutenus et plus réguliers, bénéficiant ainsi d'un facteur de charge moyen plus élevé et plus stable que les énergies renouvelables terrestres : entre 39 et 42% pour l'éolien en mer selon l'ADEME (facteurs de charge susceptibles d'augmenter avec l'évolution des technologies d'éoliennes en mer) contre 27% au maximum pour le terrestre[2]. Les scénarios publiés par RTE dans le Bilan prévisionnel 2017 prévoient ainsi que l'éolien en mer puisse devenir une composante significative du mix de production français, avec une production comprise entre 29 TWh *(Volt)* et 47 TWh *(Ampère)* à l'horizon 2035, soit une part de 5% à 7% de la production nationale.

Le projet de PPE publié début 2019 précise les ambitions françaises en matière de capacité d'énergies renouvelables en mer, avec 2,4 GW mis en service en 2023 et entre 4,7 et 5,2 GW d'ici 2028. Il prévoit également le lancement de plusieurs appels d'offres dans les dix prochaines années, permettant d'atteindre près de 10 GW mis en service à l'horizon 2035, soit un volume identique à celui du scénario *Volt.* Le délai entre la désignation du lauréat et la mise en service est évalué à environ six à sept ans, en intégrant les délais associés aux différentes procédures réglementaires (déclaration d'utilité publique, concession d'utilisation du domaine public maritime, autorisation environnementale…) et la durée de construction du parc (et du raccordement).

Les analyses sur le raccordement des énergies marines ont été réalisées sur les scénarios *Ampère* et *Volt*, ainsi que sur le scénario résultant du projet de PPE publié début 2019. Toutefois, suite à l'attribution d'un nouveau parc éolien en mer d'environ 600 MW à Dunkerque (AO3) à un prix d'achat garanti de 44 €/MWh sur 20 ans, en forte baisse par rapport aux appels d'offres précédents, le Gouvernement a annoncé en juin 2019 une accélération du déploiement de l'éolien en mer. Le volume de capacité d'énergies marines attribué par appel d'offres serait ainsi porté à 1 000 MW par an, dès les prochaines années. Ceci

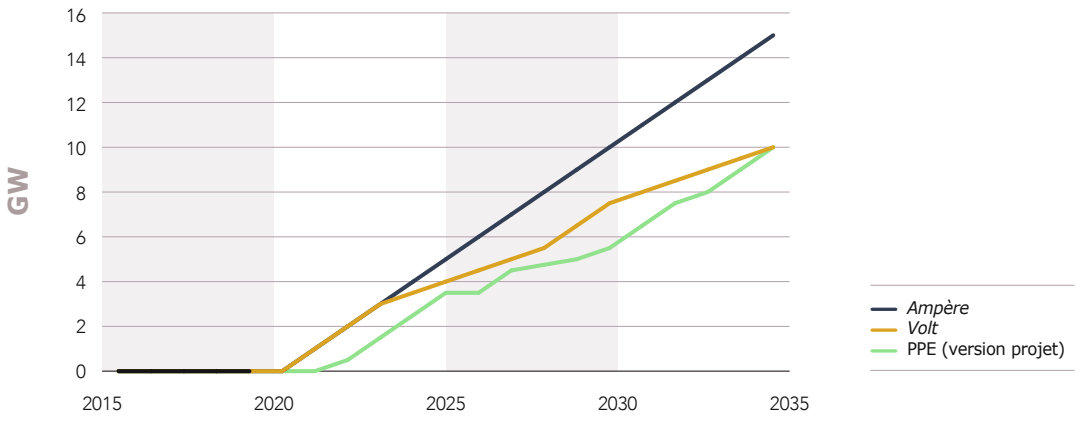
Tableau 6.1 Calendrier des projets issus des appels d'offres passés et prévus par le projet de PPE

Année d'attribution	2012	2014	2016	2019	2020	2021	2022	2023	2024	>2025
Éolien posé	**1900 MW** AO1	**1000 MW** AO2		**~600 MW** AO3 Dunkerque	**~1000 MW** AO4 Normandie			**1000-1500 MW**		1 projet de **500 MW à 1000 MW par an**
Éolien flottant			**96 MW** Appel à projet fermes pilotes			**~250 MW** Bretagne	**~250 MW** Méditerranée		**~250 à 500 MW** selon les prix	

Tableau 6.2 Annonces du Gouvernement du 14 juin 2019

Année d'attribution	2020	2021	2022	2023	2024
Éolien en mer (posé et flottant)	**~1000 MW** AO4 Normandie	**1000 MW par an en moyenne dont :** Oléron (date AO à définir, posé, 500-1000 MW) Bretagne Sud (2021, flottant, 250 MW) Occitanie (date AO à définir, flottant 250 MW) Provence-Alpes-Côte d'Azur (date AO à définir, flottant 250 MW) Parcs flottants ayant vocation à être étendus à au moins 750 MW, en cas de bonne performance sur les tarifs, afin de bénéficier de raccordements mutualisés			

Figure 6.2 Trajectoires d'évolution des capacités installées d'éolien en mer dans les différents scénarios



conduirait à une capacité installée rehaussée par rapport au projet de PPE et pouvant atteindre 12 à 13 GW en service à l'horizon 2035, soit un niveau intermédiaire entre les scénarios *Volt* et *Ampère*. Les objectifs d'appels d'offres détaillés année par année et les façades concernées doivent encore être précisés dans la version finale de la PPE prévue fin 2019.

Le développement de la filière éolienne en mer en France a longtemps été marqué par un contexte d'incertitude. Malgré le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013, les premiers projets de parcs éoliens en mer connaissent des retards très importants, liés à la durée d'obtention des autorisations administratives et à la durée de traitement des recours contentieux. Les récentes réformes, applicables à compter de l'AO3, ont permis de clarifier et de simplifier les cadres réglementaire et juridique, notamment en plaçant la participation du public en amont du choix des zones d'implantation, en instaurant le concept de « permis enveloppe » et en confiant la responsabilité globale du raccordement à RTE.

Les enjeux du SDDR sur ce volet apparaissent donc clairs : il s'agit de déterminer les modalités techniques, industrielles, économiques et sociétales permettant de développer et raccorder en 15 ans un volume compris entre 10 et 15 GW d'éolien offshore, *via* la construction d'un réseau en mer nouveau, en partant d'une situation où aucun parc n'est aujourd'hui raccordé.

6.2 À court-moyen terme : la dynamique de raccordement des parcs éoliens est enclenchée

Le raccordement de onze parcs éoliens en mer est prévu sur les cinq prochaines années

Six projets de parcs éoliens en mer posés ont été retenus successivement en 2012 et en 2014 au cours des AO1 et AO2. Un troisième appel d'offres mené au cours des derniers mois a été conclu par l'attribution en juin 2019 d'un septième parc prévu au large de Dunkerque pour une capacité d'environ 600 MW.

S'agissant de la filière d'éolien flottant, un appel à projets lancé en 2015 a conduit à engager la réalisation de quatre fermes pilotes.

La trajectoire de développement de l'éolien en mer en France à moyen terme repose sur la mise en service de projets bien identifiés :

- Entre 2022 et 2025 : six parcs d'éoliennes posées en mer, pour un volume total de 3 GW (en moyenne environ 500 MW par parc), retenus entre 2012 et 2014 à l'issue de l'AO1 (quatre zones : Saint-Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Brieuc) et de l'AO2 (deux zones : Dieppe-Le Tréport, îles d'Yeu/Noirmoutier) ;
- À partir de 2021 : quatre parcs pilotes d'éoliennes flottantes (Gruissan, Groix, Faraman, Leucate) de 24 MW chacun, à l'issue d'un appel à projets attribué en juillet et novembre 2016 ;
- À l'horizon 2025-2026 : un nouveau parc d'éoliennes en mer dans la zone de Dunkerque dans le cadre de l'AO3.

Dans les années à venir, cette trajectoire sera complétée par les appels d'offres annoncés par le Gouvernement. La localisation exacte des sites qui accueilleront les futurs parcs éoliens en mer n'est pas connue à ce stade. Toutefois, la concertation menée en 2017 et 2018 dans le cadre de l'élaboration des documents stratégiques de façade (DSF) a introduit une réflexion sur la localisation des énergies marines à l'échelle de chacune des quatre façades maritimes de la France métropolitaine : Manche Est - mer du Nord, Nord Atlantique - Manche Ouest, Sud Atlantique, Méditerranée. Ces documents ont établi une « carte des vocations » et permettent ou permettront d'identifier des macro-zones propices pour l'accueil des futurs parcs éoliens en mer.

La suite de cette section détaille l'état des projets en cours et des perspectives de développement sur chacune des façades.

Façade Manche Est – mer du Nord (MEMN)

Sur la façade Manche Est - mer du Nord (MEMN), quatre raccordements totalisant une puissance de près de 2 GW sont en cours de développement et les premières mises en service sont attendues à partir de 2022. La production annuelle attendue des parcs est de 6,8 TWh, soit une augmentation de 87 % de la production renouvelable des régions de la façade[3]. Le coût estimé des raccordements de ces parcs est estimé à environ 1,1 milliard d'euros (hors coût des postes en mer à la charge des producteurs pour ces projets).

En complément, la PPE prévoit le lancement d'un appel d'offres en 2020 (AO4) pour un parc éolien en mer au large de la Normandie, pour une puissance d'environ 1 GW. Début 2019, le ministre de la Transition écologique et solidaire a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) et a soumis au débat public une macro-zone susceptible d'accueillir le prochain parc éolien en mer ainsi que d'éventuels parcs supplémentaires sur l'horizon de la PPE. Cette macro-zone, qui inclut deux zones à vocation du DSF, s'étend sur un périmètre allant du Tréport à Cherbourg (large baie de Seine et côte d'Albâtre).

Des perspectives supplémentaires de développement, en lien avec le rehaussement des objectifs pour l'éolien en mer dans la version finale de la PPE, pourraient également concerner cette façade.

Figure 6.3 Raccordements façade MEMN

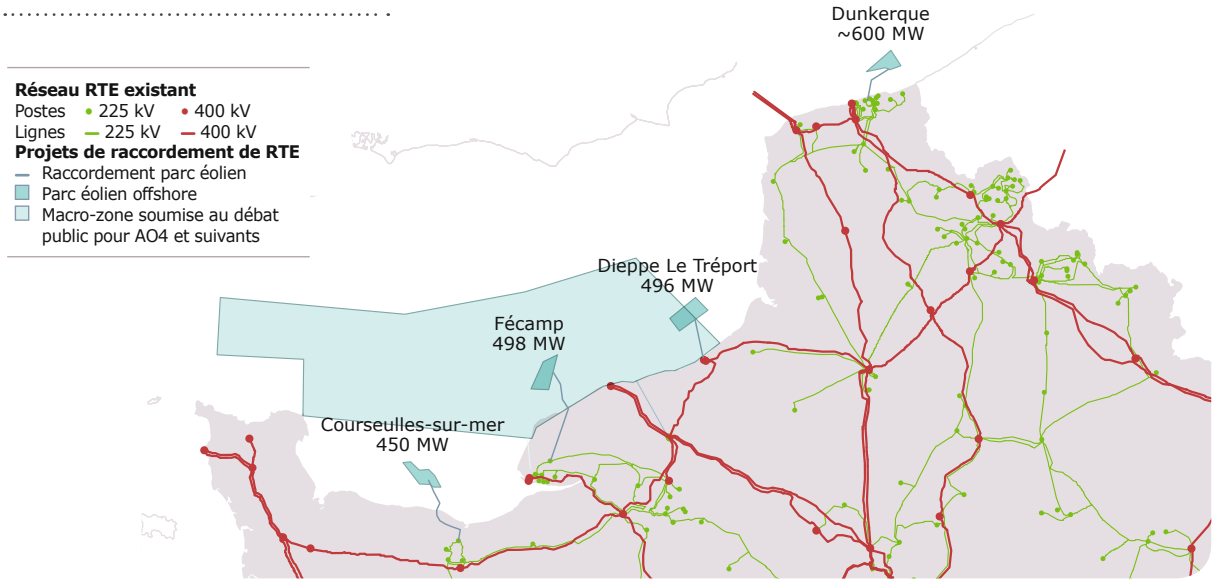


Tableau 6.3 Projets sur la façade Manche Est - Mer du Nord

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Dunkerque	**EMD**	**~600 MW**	**Posé**	**20 à 25 km**	**Commercial**
Dieppe-Le Tréport	**LEM**	**496 MW**	**Posé**	**27 km**	**Commercial**
Fécamp	**EMF**	**498 MW**	**Posé**	**49 km**	**Commercial**
Courseulles-sur-mer	**EMF**	**450 MW**	**Posé**	**39 km**	**Commercial**

3. Source : Projet de Document Stratégique de Façade MEMN, 29 novembre 2018

Façade Nord Atlantique Manche Ouest (NAMO)

Sur la façade NAMO, quatre raccordements totalisant une puissance de près de 1,5 GW sont programmés. Le coût total de raccordements de ces parcs (hors coût des postes en mer) est estimé à environ 1 milliard d'euros.

La mise en service d'un premier parc éolien posé à Saint-Nazaire est attendue pour 2022. Sa mise en œuvre rapide est importante : ce parc représente une contribution prise en compte dans le diagnostic de sécurité d'approvisionnement (au niveau national mais également au niveau local pour la région du Grand Ouest) dans un contexte de fermeture des dernières centrales au charbon[4]. Le 7 juin 2019, le Conseil d'État a définitivement validé le projet, rejetant les recours déposés par des associations. L'ensemble des autorisations administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation du parc ayant désormais été validé, le consortium en charge du projet devrait pouvoir lancer les travaux de construction sous peu tandis que RTE lancera également en parallèle les travaux de raccordement en mer.

Le 24 juillet 2019, le Conseil d'État a également purgé le recours visant l'attribution du projet de parc éolien en mer de Saint-Brieuc au consortium Ailes Marines.

En complément, la PPE prévoit un appel d'offres en 2021 pour un parc éolien en mer flottant au sud de la Bretagne, pour une puissance d'environ 250 MW. Le ministre a par ailleurs annoncé le 14 juin 2019 que ce parc aurait vocation, en cas de bonne performance sur les tarifs, à être ultérieurement étendu à une capacité totale d'environ 750 MW afin de profiter de raccordements électriques mutualisés.

Figure 6.4 Raccordements façade NAMO

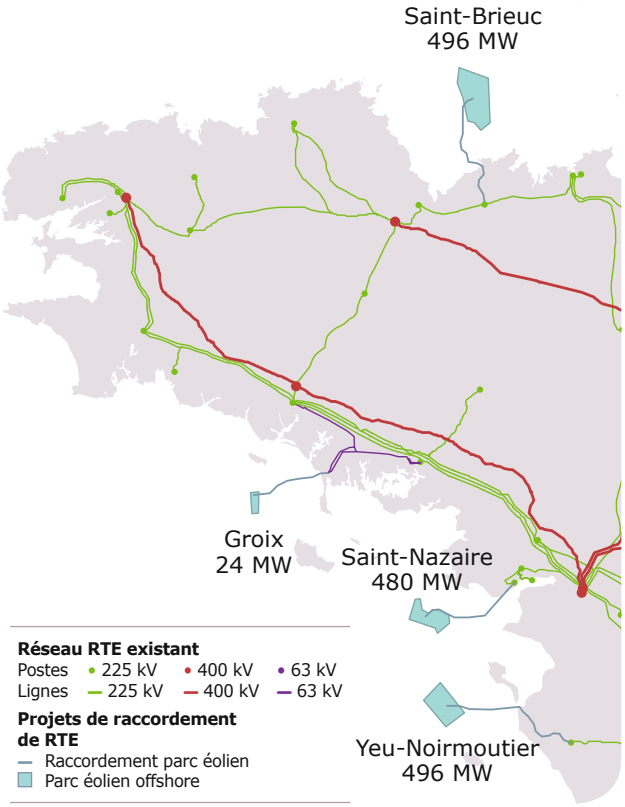


Tableau 6.4 Projets sur la façade NAMO

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Saint-Nazaire	**EMF**	**480 MW**	**Posé**	**60 km**	**Commercial**
Saint-Brieuc	**Ailes Marines**	**496 MW**	**Posé**	**50 km**	**Commercial**
Yeu-Noirmoutier	**LEM**	**496 MW**	**Posé**	**56 km**	**Commercial**
Groix	**FEFGBI**	**24 MW**	**Flottant**	**33 km**	**Pilote**

4. Les analyses publiées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 et des compléments remis au ministre en avril 2019 illustrent la contribution de ce parc éolien en mer à l'équilibre offre-demande.

Façade Sud-Atlantique (SA)

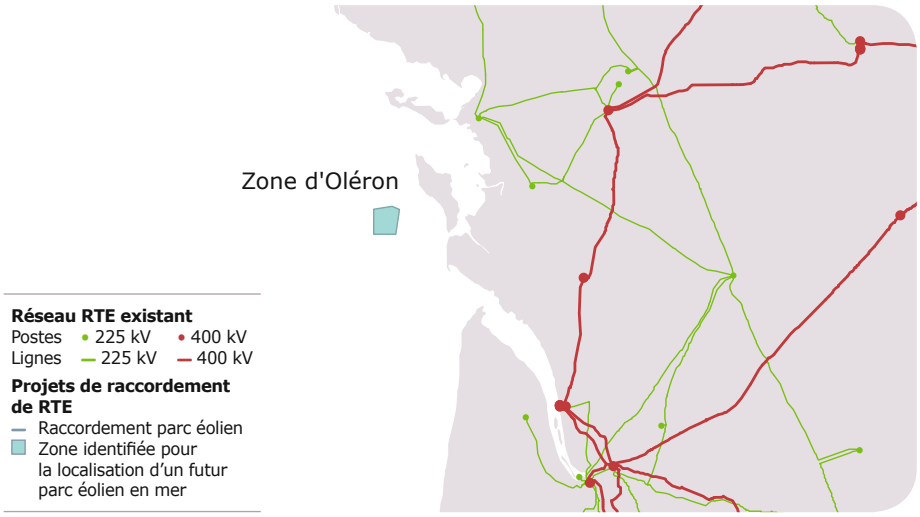
Sur la façade Sud Atlantique, aucun projet d'éolien en mer n'a, à ce jour, été attribué par appel d'offres.

Une zone au large d'Oléron a toutefois été pré-identifiée. En 2016, le Gouvernement avait ainsi annoncé le lancement prochain d'un projet de parc éolien en mer posé dans cette zone et des études de dérisquage ont été mises en œuvre par l'État en 2017. Le projet d'appels d'offres sur la zone d'Oléron ne figure pas explicitement dans le projet de PPE publié début 2019, mais le ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé en juin 2019 son lancement dans les prochaines années, pour un parc d'une puissance comprise entre 500 et 1 000 MW.

Au-delà de ce parc, la façade pourrait être concernée par d'autres développements, notamment dans sa partie la plus au Nord, à la limite avec les Pays de la Loire.

Le document stratégique de façade indique que *« la contribution de la façade Sud-Atlantique à l'objectif […] de développement des énergies marines renouvelables […] constitue un enjeu majeur pour la production d'électricité et pour la lutte contre le réchauffement climatique »*. Il identifie des zones à vocation pour le développement des énergies marines renouvelables, essentiellement dans la partie nord de la façade, au large de la Charente-Maritime.

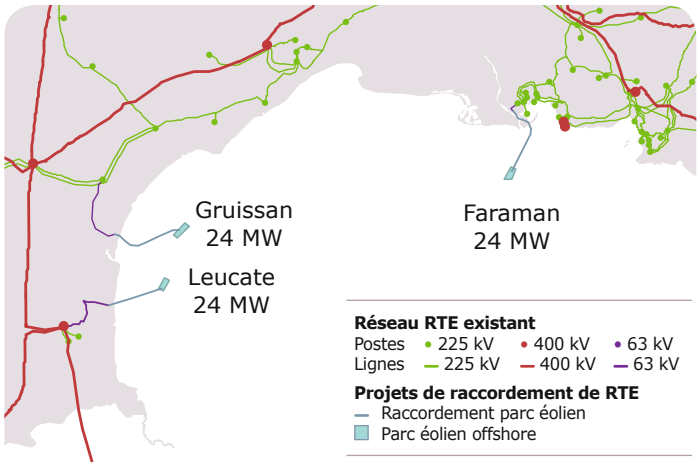
Figure 6.6 Façade Sud-Atlantique



Façade Méditerranée

Sur la façade Méditerranée, les fonds marins ne se prêtent pas au développement de parcs éoliens en mer de technologie posée. La façade pourra toutefois accueillir des parcs flottants, dans sa partie située à l'ouest de Marseille.

Figure 6.5 Raccordements façade Méditerranée



Dans cette optique, trois raccordements de parcs pilotes éoliens flottants totalisant une puissance d'environ 72 MW sont en cours de développement. Les premières mises en service sont prévues à partir de 2021. Le coût total de raccordements de ces parcs s'élève à environ 100 millions d'euros.

En juin 2019, le Gouvernement a annoncé que deux appels d'offres pour des parcs éoliens flottants commerciaux de 250 MW chacun seraient lancés sur la façade méditerranéenne, avec un parc en Provence-Alpes-Côte d'Azur et un autre en région Occitanie. En fonction de la compétitivité des prix proposés, ces parcs pourront être étendus à 750 MW ou plus, afin de bénéficier de raccordements mutualisés.

Les localisations précises de ces parcs ne sont pas connues à ce stade, mais seront logiquement incluses dans les quatre macro-zones à potentiel éolien commercial identifiées dans le DSF Méditerranée.

Tableau 6.5 Projets sur la façade Méditerranée

Projet	Producteur	Puissance	Technologie	Distance de raccordement	Nature du raccordement
Leucate	**EFGL**	**24 MW**	**Flottant**	**22 km**	**Pilote**
Gruissan	**Eolmed**	**24 MW**	**Flottant**	**27 km**	**Pilote**
Faraman	**PGL**	**24 MW**	**Flottant**	**28 km**	**Pilote**

6.3 À long terme : une capacité d'accueil importante, qui varie selon les façades maritimes et nécessite d'être anticipée et planifiée

Une planification des usages de la mer est mise en place au niveau de chaque façade maritime

À un horizon de 10-15 ans, le développement des parcs éoliens en mer est encadré par différents exercices de planification :

- Le projet de PPE fixe les ambitions de capacités éoliennes en mer à atteindre en 2023 et en 2028 ;
- Les documents stratégiques de façade permettent de disposer d'un premier niveau de planification des espaces maritimes en établissant une « carte des vocations ». Cette carte consiste en un zonage des espaces maritimes détaillant leurs principaux enjeux et les objectifs stratégiques associés.

En tenant compte d'une participation du public, une délimitation des zones favorables à l'intégration des énergies renouvelables en mer sera retenue et fera l'objet d'un ou de plusieurs appels d'offres complétés par des études techniques détaillées et un état initial de l'environnement. L'identification de ces macro-zones vise notamment à s'assurer de l'adéquation de la capacité d'accueil du réseau par rapport aux volumes visés, afin d'éviter autant que possible les renforcements sur le réseau électrique terrestre.

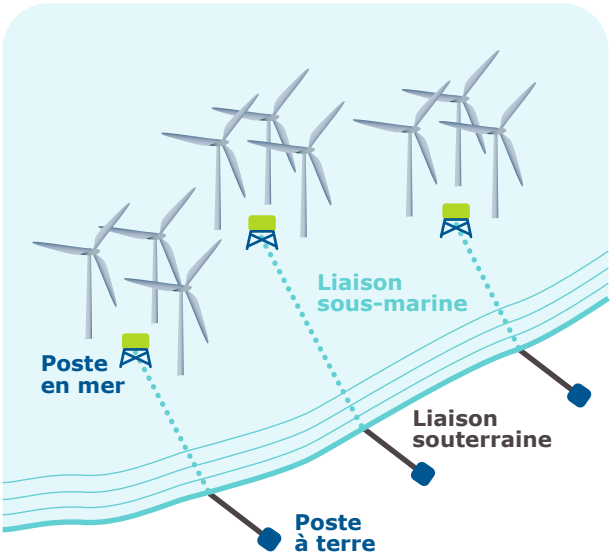
Une analyse prospective qui met en évidence des capacités d'accueil significatives mais pas partout

Afin d'analyser les potentiels supplémentaires d'accueil de parcs éoliens en mer à un horizon de 10 à 15 ans sur chacune des quatre façades évoquées précédemment, RTE a étudié la possibilité de raccorder de nouvelles productions d'énergies en mer, en s'appuyant sur les postes électriques pré-identifiés lors des discussions sur les documents stratégiques de façade, et sur les critères de faisabilité technique, notamment au regard de la distance du poste à la côte. Les analyses sur le potentiel d'accueil ont été menées sur différentes variantes allant du mix électrique actuel aux scénarios prospectifs *Ampère, Volt* et au projet de PPE. Cette analyse constitue un éclairage qui ne tient pas compte, à ce stade, de la concertation nécessaire à la réalisation de nouveaux projets et d'éventuelles contraintes techniques ou environnementales de raccordement jusqu'à ces postes.

L'étude réalisée met en évidence des capacités d'accueil importantes à l'horizon de 10 à 15 ans, de l'ordre d'une dizaine de gigawatts au total, mais qui varient fortement selon les façades. Sur certaines façades, les capacités d'accueil sont très dépendantes de certaines évolutions du mix électrique.

Les structures de raccordement envisagées sont pour l'instant principalement radiales. Dans le cadre d'une planification à long terme, un accueil plus important serait possible sur certaines façades en tenant compte des possibilités issues d'une mutualisation des infrastructures de raccordements pour plusieurs parcs éoliens.

Figure 6.7 Raccordement de type radial



Les analyses menées sur les différents scénarios du SDDR permettent de distinguer deux types de façades maritimes.

Méditerranée et Nord Atlantique - Manche Ouest : deux façades maritimes sur lesquelles le potentiel de développement sans renforcement du réseau est important

Pour les façades Nord Atlantique - Manche Ouest et Méditerranée, les potentiels d'accueil sont significatifs et relativement indépendants du scénario d'évolution du mix électrique à long terme. En effet, il s'agit de zones marquées par une faible production par rapport à la consommation : l'ajout de capacités de production à proximité du littoral est donc un facteur favorable vu du réseau. De plus, ce dernier est constitué de lignes dites « en antenne » : le réseau est donc moins influencé par l'évolution d'autres phénomènes de la transition énergétique.

- En Méditerranée, le potentiel en région Provence-Alpes-Côte d'Azur est assez stable quel que soit le scénario prospectif envisagé. En Occitanie, une variabilité un peu plus forte existe en fonction du niveau des échanges avec l'Espagne et de l'évolution à long terme de la capacité de production nucléaire à Golfech.

- En Bretagne (NAMO), le potentiel est peu dépendant du scénario global envisagé mais peut tout de même dépendre de l'évolution locale de la production à Cordemais.

Sur ces deux façades, un potentiel d'accueil total estimé entre 4,75 et 6 GW, selon l'évolution de la production à Cordemais, est possible sans renforcement de réseau pour les nouveaux parcs éoliens en mer. Au-delà, des renforcements du réseau de transport d'électricité seraient nécessaires pour accueillir de nouveaux parcs éoliens en mer et répondre aux évolutions du mix électrique.

Normandie (Manche Est - mer du Nord) et Sud Atlantique : deux façades maritimes qui correspondent à des zones de vigilance

La situation est très différente pour les façades maritimes Sud-Atlantique et Manche Est - mer du Nord, qui correspondent à deux des zones de vigilance identifiées dans le SDDR. Sur ces façades, non seulement le potentiel d'accueil peut rapidement devenir limitant, mais il dépend en plus très largement des autres évolutions du mix électrique en France et à l'étranger.

- Sur le littoral s'étendant du Cotentin à Dunkerque, la production d'électricité est abondante (14 réacteurs nucléaires) et se développe de manière importante (un nouveau réacteur est prévu à Flamanville, quatre parcs d'éoliennes en mer sont déjà décidés, et l'AO4 devrait ajouter encore 1000 MW dans la zone). Le réseau reliant la Normandie au Bassin parisien sera donc de plus en plus sollicité. Ceci est susceptible de limiter durablement le potentiel d'accueil dans la zone au-delà de l'AO4. **La poursuite du développement de l'éolien en mer, le raccordement de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne, ou une augmentation de la capacité de production nucléaire dans la zone, devront conduire à des renforcements du réseau sur l'axe Manche-Normandie-Paris.** L'élément déclencheur de ces renforcements de réseau dépendra de la temporalité des différentes demandes de raccordement : en l'absence de « vision cible » partagée sur les moyens de production dans la zone, les raccordements seront en effet traités au « cas par cas » en application du cadre réglementaire actuel.

- La façade maritime Sud Atlantique correspond à la zone de fragilité « façade atlantique » identifiée dans le SDDR. Sur cette façade, les lignes électriques entre Bordeaux et la région parisienne limitent fortement le potentiel d'évacuation de nouveaux moyens de production comme un parc d'éoliennes en mer. Le potentiel d'accueil est fortement influencé par l'évolution de l'interconnexion avec l'Espagne, qui accroît les transits nord-sud, mais également

la production nucléaire au Blayais. Dans ce contexte, seul le raccordement du parc annoncé au large de l'île d'Oléron pourrait être réalisé sans renforcement du réseau amont.

Sur ces deux façades, le potentiel d'accueil à moyen-long terme dépend du scénario. Les études prospectives montrent que le potentiel demeure important dans un scénario comme *Volt*, mais qu'il décroît significativement dans un scénario comme celui de la PPE ou *Ampère*. Cela montre qu'il sera probablement nécessaire de procéder aux renforcements du réseau amont, l'échéance dépendant du rythme effectif de croissance des énergies renouvelables et de leur localisation.

Pour ces façades maritimes, cela signifie (1) que le raccordement sans aménagement du réseau amont ne peut pas être garanti au-delà de l'AO4 et du parc d'Oléron sur tous les points d'atterrage et (2) que des renforcements devront être réalisés à terme en cas de développement d'un volume important de production sur ces façades.

La séquence des évolutions du parc de production joue un rôle important dans l'évaluation des potentiels d'accueil

Une difficulté associée à l'évaluation prospective des capacités d'accueil dans une zone donnée tient à la nature même du réseau, infrastructure « partagée ».

Vu d'aujourd'hui, les potentiels d'accueil sont importants sur les quatre façades maritimes. Progressivement, ces potentiels vont se réduire sous l'effet du développement de la production éolienne (en mer et à terre) et solaire. Dans un système contraint – comme c'est le cas pour les façades maritimes Manche Est - Mer du Nord et Sud Atlantique, la chronologie des différentes demandes de raccordement devient un élément de première importance. L'élément déclencheur des renforcements de réseau est celui qui conduit à dépasser le potentiel d'accueil, mais une fois celui-ci augmenté *via* un renforcement du réseau amont, il est possible de raccorder d'autres projets.

Dans le cas des énergies renouvelables à terre, cette difficulté a été résolue par les S3REnR, qui permettent à la fois de déterminer une vision cible du réseau et des clés de partage de l'investissement associé, de manière à garantir une équité entre producteurs.

Dans le cas de l'éolien en mer, il n'existe aucun dispositif de cette nature. En l'absence de « vision cible » partagée sur les moyens de production dans la zone, les raccordements seront ainsi traités au fil de l'eau en application du cadre réglementaire actuel.

Cette analyse met donc en évidence l'intérêt de disposer d'une planification de long terme sur l'arrivée des différentes sources de production sur ces façades, afin d'anticiper et préparer dès à présent le réseau pour l'accueil de l'ensemble des installations de production envisagées sur les façades maritimes. Les propositions de RTE sur l'élaboration d'un document de planification complémentaire pour le développement du réseau en mer (voir section 6.6) visent notamment à éclairer ces enjeux.

6.4 Le cadre technique et réglementaire a évolué au cours des deux dernières années

Le cadre législatif et réglementaire a évolué pour faciliter le développement des énergies renouvelables en mer

Au cours des 18 derniers mois, devant le constat des retards majeurs pour le développement des premiers parcs d'éoliennes en mer en France, le cadre législatif et réglementaire a fait l'objet d'une large transformation. Celle-ci aligne le régime français sur les pratiques observées dans les pays pionniers pour le développement de l'éolien en mer en Europe et transfère au gestionnaire de réseau (RTE) la responsabilité de l'ensemble des raccordements. Elle s'est déroulée en deux étapes :

- dans un premier temps, la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, dite « hydrocarbures » a confié à RTE le financement de la réalisation du raccordement des parcs d'énergie renouvelable en mer (plateforme en mer comprise) pour les appels d'offres futurs, à partir de l'AO3 (attribué en juin 2019, pour un parc au large de Dunkerque).
- dans un second temps, la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 dite « ESSOC »[5] a étendu cette responsabilité aux raccordements d'installations de production renouvelable en mer (hors plateforme en mer) dont le candidat retenu a été désigné avant le 1er janvier 2015, c'est-à-dire aux AO 1 et 2.

Ces modifications ont comme principale conséquence de faire porter au gestionnaire de réseau, *via* le TURPE, le coût des raccordements, qui constitue une composante significative du coût total de l'éolien en mer. Il en est attendu (1) une performance économique à l'échelle de la filière, en permettant un dérisquage et une mutualisation des risques, (2) des possibilités de mutualisation des infrastructures de raccordement, et (3) une meilleure planification industrielle et spatiale, notamment grâce aux leviers d'optimisation détaillés dans la suite du chapitre. Le coût de raccordement des énergies marines est donc directement intégré au SDDR, comme une composante en propre.

Selon ce nouveau cadre, le raccordement doit être mis en service dans les délais fixés dans le cahier des charges de l'appel d'offres par le ministre chargé de l'énergie ; au-delà, des indemnités de retard versées par RTE viendront compenser le préjudice subi par le producteur. Pour le parc issu de l'AO3 et les suivants, une indemnisation du préjudice subi par les producteurs est également prévue en cas d'avarie sur les infrastructures de raccordement du parc éolien en mer entraînant une limitation de la production d'électricité.

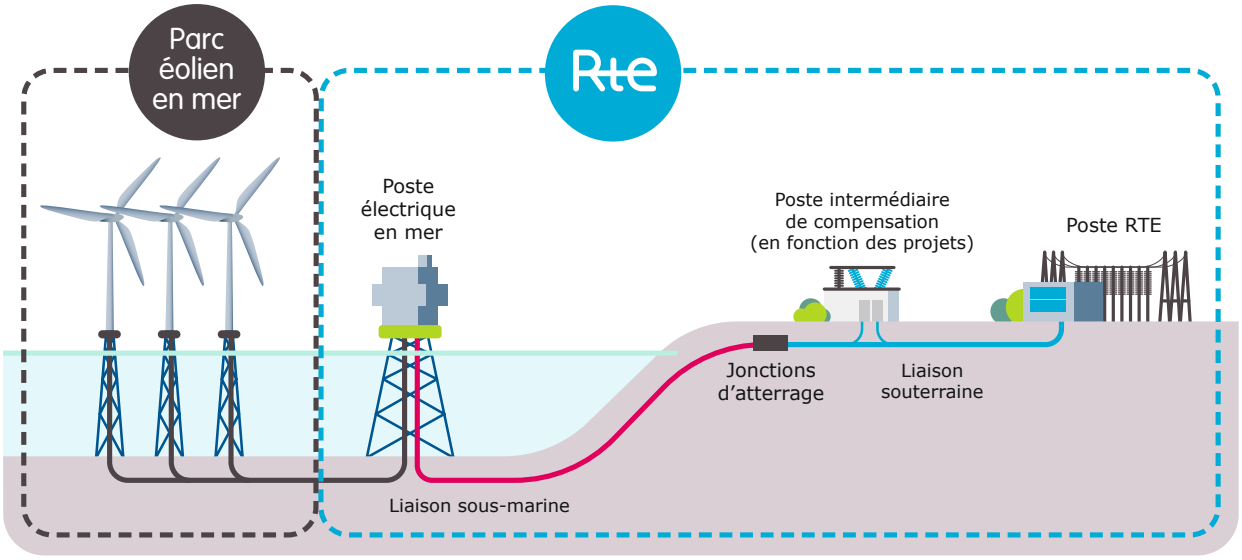
Les dernières évolutions législatives introduisent plusieurs nouveautés visant à mieux prendre en compte les attentes du public, des territoires et des parties prenantes en amont de la procédure, à sécuriser la réalisation des projets de production et de raccordement en leur permettant de bénéficier de toutes les avancées technologiques, et à accélérer leur développement :

- la conduite, par l'État et en amont de l'engagement de toute procédure de mise en concurrence, d'une phase de participation du public, portant notamment sur le choix des zones d'implantation du ou des projets (en amont de la sélection du lauréat) ;
- la réalisation d'études de « dérisquage[6] » par l'État et RTE en amont du lancement de l'appel d'offres, avec notamment la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de réaliser et mettre à disposition du maître d'ouvrage tout ou partie de l'étude d'impact ;
- la mise en place du « permis enveloppe », permettant davantage de flexibilité postérieurement à la délivrance des autorisations : les ouvrages en mer peuvent comprendre des caractéristiques techniques variables, qui ne sont pas figées au moment de la demande d'autorisation ;
- une simplification de l'instruction administrative avec la suppression de l'approbation du projet d'ouvrage (APO) pour les postes électriques et les liaisons souterraines et sous-marines.

5. Cette évolution législative a été déclinée dans un nouveau modèle de convention de raccordement. Voir la délibération de la CRE du 8 novembre 2018 portant approbation de la trame de conditions particulières de la convention de raccordement pour ces projets : *https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Conditions-particulieres-relatives-a-la-Realisation-et-financement-des-ouvrages-de-raccordement-de-la-convention-de-raccordement-au-reseau-publ*

6. Les études dites de dérisquage permettent de lever ou réduire une partie des risques techniques et environnementaux d'un projet.

Figure 6.8 Schéma de raccordement pour les futurs parcs éoliens en mer posés (à partir de l'AO3)



Le projet de parc éolien en mer d'environ 1 GW au large de la Normandie, dont l'appel d'offres doit être lancé en 2020 d'après le projet de PPE, sera le premier permettant de mettre pleinement en œuvre ce nouveau cadre. La première étape a été engagée le 21 mars 2019 avec la saisine de la Commission nationale du débat Public (CNDP) par le ministre de la Transition écologique et solidaire. La CNDP a par suite annoncé, le 3 avril 2019, l'organisation d'un débat public afin d'identifier une ou plusieurs zones susceptibles d'accueillir un parc éolien en mer d'environ 1 GW, mais également d'autres parcs et les raccordements associés, en fonction du contenu final de la PPE. À l'issue du débat public, l'État et RTE engageront des études environnementales et techniques (mesures de vent, relevés géophysiques, sondages géotechniques…) sur la ou les zone(s) préférentielle(s), afin de fournir les éléments aux candidats dans le cadre du dialogue concurrentiel permettant à ces derniers d'affiner leurs offres et donc de réduire les coûts, et à RTE d'anticiper certaines études de façon à sécuriser le planning du projet.

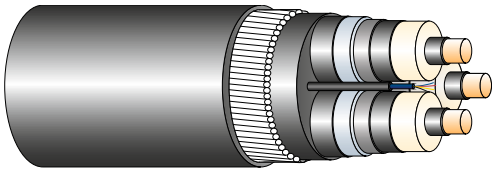
Le SDDR constitue le premier document de planification du réseau à intégrer ces évolutions législatives et réglementaires. Il en présente les conséquences techniques et économiques et indique les conditions à réunir en pratique pour tirer le meilleur parti du nouveau cadre (meilleure anticipation des travaux de raccordement, standardisation des matériels nécessaires pour la création de postes électriques en mer, mutualisation de l'arrivée des parcs éoliens sur les points les plus propices du réseau).

Pour évacuer efficacement l'énergie produite en mer sur le réseau, RTE a recours à différentes solutions technologiques

Tout en tenant compte des spécificités relatives aux différentes technologies de production d'énergies renouvelables en mer (éolien posé, éolien flottant, hydrolien…), des opportunités existent pour optimiser les raccordements et réduire l'empreinte environnementale des projets et les coûts pour la collectivité, à la fois en phase de construction et de maintenance des équipements.

Le raccordement comporte quatre composants principaux : la liaison terrestre, le poste électrique à terre, la liaison sous-marine et le poste électrique en mer.

Figure 6.9 Câble tripolaire





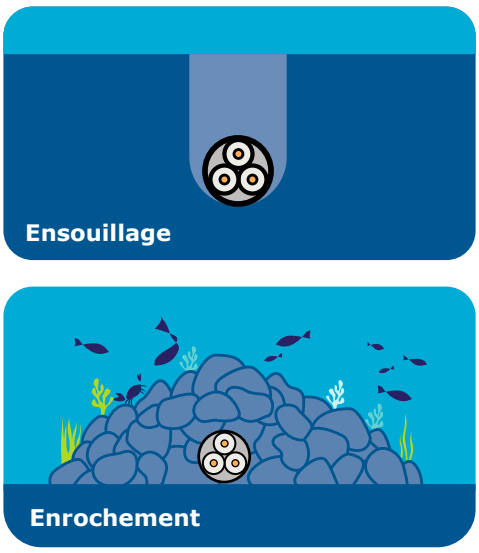
© RTE / La cen / Ham&Juice

Figure 6.10 Illustration d'un poste en mer avec une structure «jacket»

La liaison sous-marine est composée d'un ou plusieurs tricâbles en courant alternatif, protégés par une gaine protectrice. Suivant la nature des fonds, et afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage, les câbles seront préférentiellement ensouillés dans le sédiment marin (c'est-à-dire enfoncés dans le sol) ou, si l'ensouillage s'avère impossible, seront posés et feront l'objet d'une protection externe à l'aide de roches (enrochement).

Lorsque la profondeur le permet, le poste en mer est généralement installé sur une plateforme : la technologie du poste en mer posé est bien maîtrisée, avec plus de 50 réalisations en Europe depuis 2002. Les sous-structures dépendent de la nature des sols, mais sont le plus souvent en forme jacket (voir illustration) ou monopiles.

Figure 6.11 Ensouillage et protections du câble



D'autres technologies de postes électriques en mer pourraient également se développer au cours des prochaines années.

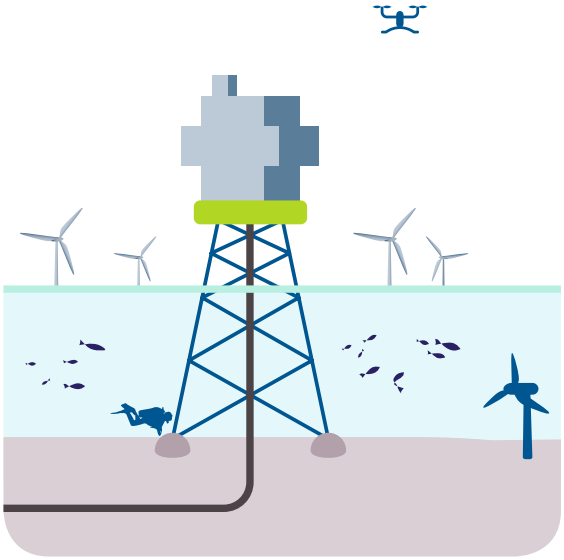
D'une part, des postes flottants pourraient s'avérer intéressants pour des zones caractérisées par des fonds marins de plus de 50 à 60 mètres de profondeur. Ceci présente un intérêt en France, puisque plusieurs littoraux sont à proximité de fonds marins profonds. Cette technologie est moins mature que les postes posés : les parcs européens sont aujourd'hui majoritairement situés en mer du Nord, dans des zones avec des fonds marins peu profonds pour lesquelles la technologie du poste posé est la plus adaptée. Si une première réalisation de poste flottant en 66 kV existe au Japon depuis 2013, des défis techniques persistent sur le système d'ancrage, sur les équipements et sur les câbles «dynamiques», et doivent être surmontés afin de permettre un développement industriel à des niveaux de tension supérieurs.

D'autre part, la technologie du poste sous-marin fait actuellement l'objet d'études de faisabilité avant d'envisager son industrialisation. Cette technologie présente des coûts d'investissement plus faibles mais nécessite de lever certains verrous technologiques associés à la connectique et à la maintenance, plus onéreuse que celle des postes posés.

La plateforme multi-usages favorise la co-existence avec d'autres activités

Le poste en mer peut avoir une vocation plus large que le simple transport d'électricité. RTE prépare les plateformes multi-usages en mer de demain pour accueillir de nouveaux services qui favorisent l'innovation, l'expérimentation et les connaissances environnementales en co-construction avec les territoires et les parties prenantes.

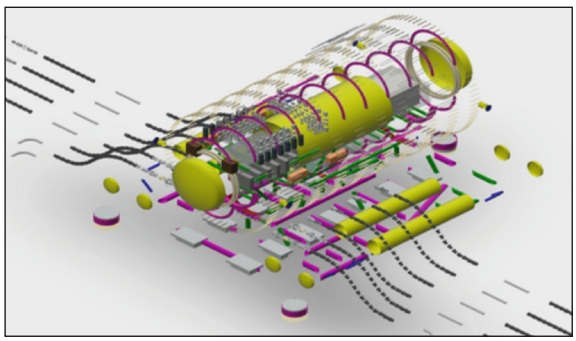
Ces plateformes pourront accueillir des services, tels que des stations scientifiques pour des études environnementales, le développement de télécommunications, l'expérimentation d'innovations en mer ou favoriser le tourisme industriel à proximité.

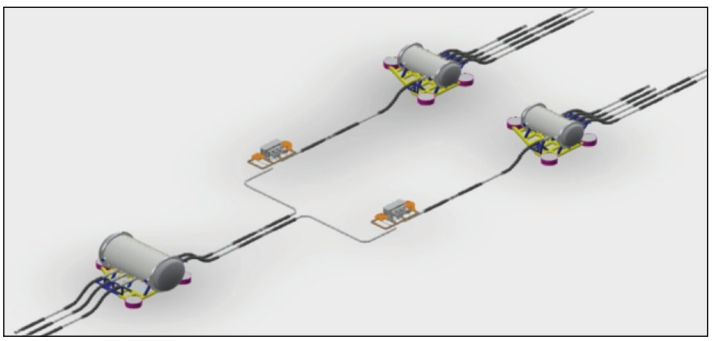


Un premier appel à projets a été lancé en partenariat avec la communauté urbaine de Dunkerque (CUD) le 6 février 2019. En l'espace de 3 mois, 65 dossiers émanant d'entreprises et 167 dossiers d'étudiants ou d'acteurs académiques ont été déposés dans le cadre de l'appel à projets lancé par RTE et la CUD : une première européenne pour ce type d'appel à projets. Outre des entreprises ou start-ups locales et régionales, l'appel à projets a attiré de nombreux candidats européens et internationaux (Australie, Canada, etc.). Cinq projets ont été récompensés, dont Géodunes, start-up dunkerquoise, qui a reçu le prix RTE-CUD pour son projet GEOCEAN de supervision du milieu marin, notamment de mesure des courants marins et de la houle.

Au regard des résultats extrêmement positifs de cet appel à projets, RTE prévoit de reproduire ce type d'initiative pour ses prochains projets de raccordement en mer, en l'adaptant aux besoins et ambitions des territoires concernés.

Figure 6.12 Poste sous-marin *(source : RTE)*





6.5 Les coûts unitaires de raccordement de l'éolien en mer ont fait l'objet d'une analyse permettant d'alimenter les projections du SDDR

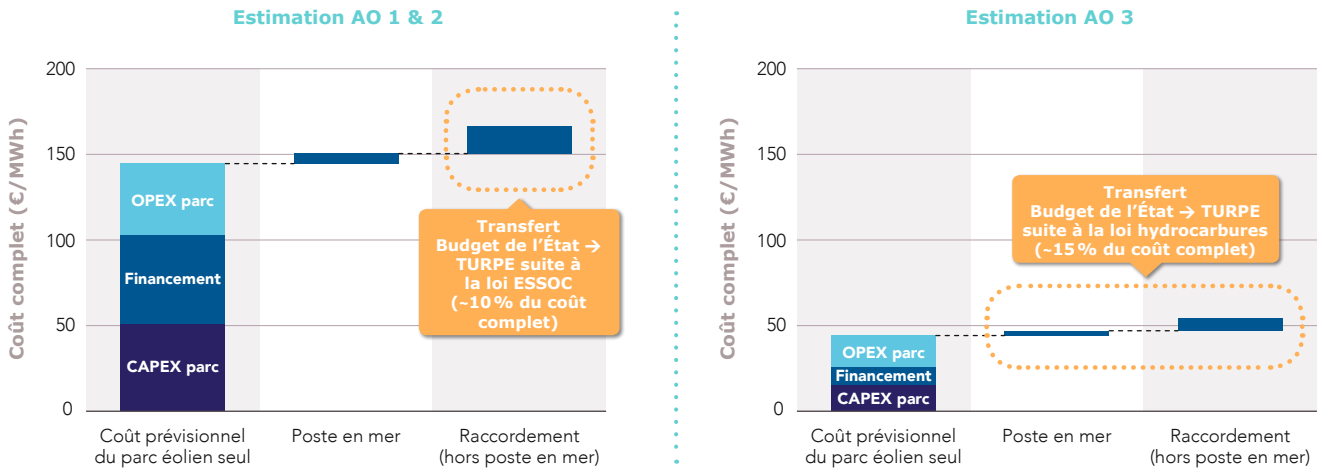
Le raccordement constituera une part croissante du coût complet de l'éolien offshore

Depuis quelques années, le coût des parcs éoliens en mer a fortement baissé. Désormais, certains pays, comme les Pays-Bas et l'Allemagne, annoncent des appels d'offres sans versement de subvention pour la production. En France, l'AO3 organisé à Dunkerque a conduit à une forte diminution du prix de référence, avec un prix égal à 44 €/MWh pour l'offre retenue, contre un tarif moyen d'environ 150 €/MWh pour les appels d'offres précédents (AO1 et 2). Cette réduction de coûts résulte :

- de l'évolution technologique (notamment l'augmentation de la puissance unitaire des turbines) et la montée en compétences de la filière permettant des gains de productivité ;
- des effets de série liés au volume des investissements, passant de moins d'1 GW installé en 2010 à 18,5 GW en 2018[7] ;
- d'un modèle européen de développement homogène et standardisé, fondé sur la prise en charge du raccordement par le gestionnaire du réseau de transport et intégrant une planification et une concertation amont permettant de sélectionner les zones de développement, avec des études de dérisquage (voire des autorisations) fournies aux candidats avant le lancement des appels d'offres ;
- des aménagements déjà réalisés dans les infrastructures nécessaires à la construction des parcs (usines de fabrication des éoliennes, aménagement des infrastructures portuaires…).

Le coût complet d'un parc éolien en mer comprend les coûts d'investissement, les coûts de maintenance, les coûts de financement et les coûts liés au raccordement. Ces derniers ne représentaient historiquement qu'une part limitée des coûts complets de l'éolien en mer, évaluée entre 10 et 15 % pour les premiers appels d'offres attribués en France.

Figure 6.13 Estimation de la décomposition du coût complet de l'éolien en mer



7. Source : Wind Europe : Offshore Wind in Europe. *Key Trends and Statistics 2018*

À partir de l'AO4, les futurs parcs éoliens en mer pourraient être situés à des distances plus éloignées des côtes que ceux issus des premiers appels d'offres et donc conduire à des coûts de raccordement unitaires en moyenne supérieurs, en particulier si les leviers d'optimisation et de mutualisation mis en évidence dans la suite du chapitre ne peuvent être mis en œuvre.

Dans le scénario de baisse des coûts de l'éolien en mer en France similaire à celle observée dans le nord de l'Europe et dans la continuité des prix bas observés sur l'AO3 de Dunkerque (coût du parc à moins de 50 €/MWh) et avec des distances compatibles avec un raccordement en courant alternatif[8], le coût du raccordement (hors renforcement du réseau terrestre amont) pourrait représenter jusqu'à un quart du coût total de l'éolien en mer. De plus, si le réseau existant permet aujourd'hui d'accueillir des capacités en mer supplémentaires sur l'ensemble des façades, à plus long terme, des renforcements de réseau pourraient s'avérer nécessaires dans certaines configurations et augmenteraient encore les coûts de raccordement considérés. Ces surcoûts seraient d'autant plus importants si aucune planification de long terme n'est engagée et si des capacités d'accueil ne peuvent être réservées.

De manière générale, l'augmentation de la part « raccordement » dans le coût complet des parcs éoliens en mer rend donc d'autant plus essentielle la maîtrise de ces coûts.

Le coût unitaire moyen du raccordement des parcs éoliens en mer est précisé

Les coûts de raccordement des premiers parcs éoliens en mer, initialement évalués à l'issue des appels d'offres attribués en 2012 et 2014, ont fait l'objet d'une évaluation actualisée et approfondie au cours des derniers mois. Cette évaluation actualisée des coûts de raccordement intervient dans un contexte spécifique sur l'éolien en mer en France.

- **D'une part, le changement de cadre législatif engagé au cours des deux dernières années avec les lois hydrocarbures et Essoc fait désormais porter la prise en charge financière du raccordement des parcs éoliens en mer à RTE *via* le TURPE, et non plus au budget de l'État (*via* la subvention versée aux producteurs). Ce changement se décline également au niveau contractuel et conduit à des modifications importantes dans le portage des risques.**

  Ainsi, dans l'ancien cadre contractuel en vigueur avant la loi Essoc, un certain nombre de risques pouvant conduire à des délais et/ou des surcoûts étaient non chiffrés et mentionnés dans les réserves des propositions techniques et financières (PTF) adressées au producteur. Ces risques dits « réservables » auraient conduit à une réévaluation des charges à couvrir par les producteurs au fil de l'eau, pour un montant correspondant à leur matérialisation concrète lors du projet. Par ailleurs, les producteurs pouvaient eux-mêmes répercuter les coûts de raccordement supplémentaires sur le budget de l'État *via* leur contrat d'obligation d'achat. Les coûts associés à des aléas n'étaient payés qu'une fois matérialisés *(ex-post)* et ne faisaient pas l'objet d'une évaluation ex-ante dans le coût initial du projet.

  Dans le nouveau cadre législatif et contractuel, la couverture financière de ces risques est désormais portée *ab initio* par RTE à travers le TURPE et le cadre de régulation incitative applicable aux grands projets. L'évaluation actualisée des coûts de raccordement intègre donc désormais un chiffrage détaillé des provisions pour risques, permettant d'estimer les budgets des projets de telle sorte qu'ils soient les plus proches des coûts finaux à terminaison.

- **D'autre part, cette évaluation actualisée intervient dans un contexte d'apprentissage sur ces projets atypiques et inédits en France.** Il existe en effet un contexte particulier

8. Les raccordements sont envisagés en courant alternatif pour les futurs parcs éolien en mer. Toutefois, l'option en courant continu sera systématiquement évaluée lorsque les futures zones d'appel d'offres seront connues.

Tableau 6.6 Estimation des coûts de raccordement des projets de parcs éoliens en mer issus des appels d'offres n°1 et n°2

	Saint-Nazaire (AO1)	Fécamp (AO1)	Courseulles-sur-Mer (AO1)	Saint-Brieuc (AO1)	Dieppe – Le Tréport (AO2)	Yeu – Noirmoutier (AO2)
Estimation du coût de raccordement (hors poste en mer et hors coûts mutualisés)	300 M€	270 M€	220 M€	290 M€	290 M€	430 M€

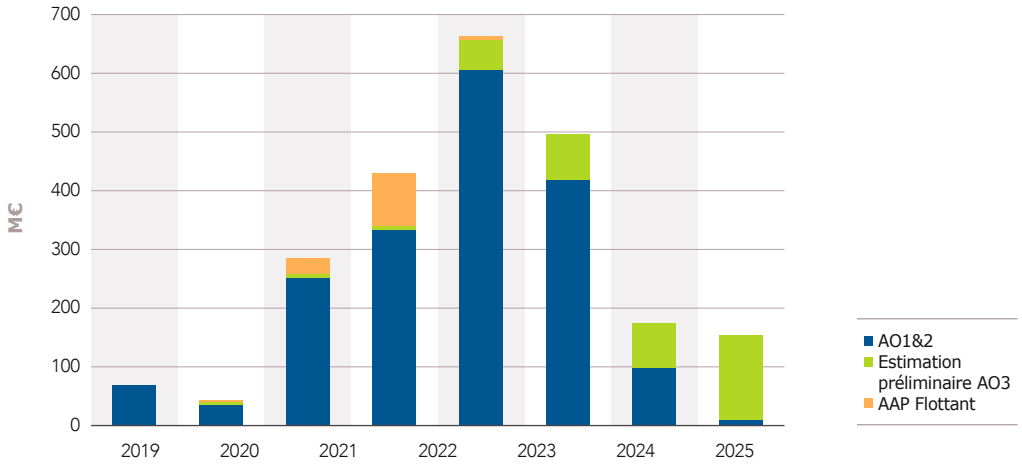
associé à la gestion de projets complexes avec une composante marine : projets contraints en matière de planning de réalisation (à compter de la décision d'investissement du producteur), absence de retour d'expérience sur l'éolien en mer en France à ce jour, incertitudes résiduelles importantes (en comparaison de celles des projets terrestres) dues aux interfaces avec les parties prenantes et à l'environnement marin… Les évaluations initiales de coûts de raccordement et de consistance des projets menées en 2012 et 2014 ont donc été actualisées.

La complexité des projets et leur composante offshore ont imposé de faire évoluer les méthodes d'estimation des coûts et des provisions pour risques. Les risques sur ces grands projets sont en effet nombreux et d'une ampleur très significative.

L'utilisation d'une méthode d'estimation déterministe (risque par risque) ne permet pas de les prendre en compte dans leur ensemble, sauf à conduire à un chiffrage beaucoup trop élevé et statistiquement non probable. Pour ce type de projet, l'état de l'art international recommande l'utilisation d'une méthode probabiliste afin de prendre en compte de façon exhaustive les incertitudes techniques, les incertitudes de marché, les aléas et leur probabilité de réalisation.

RTE a donc récemment actualisé l'évaluation des budgets des projets de raccordement des premiers parcs éoliens en mer, en intégrant l'ensemble des aléas possibles et en appliquant une méthode probabiliste. Cette méthode sera mise en œuvre pour tous les projets de raccordements offshore à l'avenir.

Figure 6.14 Trajectoire de dépenses d'investissements pour les projets confirmés sur la période 2019-2025



Pour le raccordement des six premiers parcs éoliens posés, le coût du raccordement est estimé en moyenne à environ 800 k€/MW (en ajoutant un coût normatif d'environ 120 k€/MW pour le poste en mer, qui n'est pas développé par RTE mais est compris dans le périmètre du développeur du parc pour les premiers appels d'offres). Cette valeur varie cependant de manière significative selon les différents projets, en fonction de la distance aux côtes et des spécificités du milieu marin ou des atterrages. Ces estimations sont par ailleurs susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution du contexte ou des demandes du producteur.

En considérant exclusivement les projets déjà engagés (AO1 à AO3 et appel à projet ou AAP pour l'éolien flottant), le volume d'investissement résultant sur la période 2019-2025 est d'environ 2,2 milliards d'euros.

L'évaluation actualisée des dépenses d'investissement permet de disposer de références de coûts cibles réalistes, conformes à celles de nos voisins européens *(voir infra)*, en vue d'analyser les enjeux industriels et financiers associés au raccordement de l'éolien en mer en France à long terme. L'évaluation des trajectoires de dépenses d'investissement pour le raccordement des volumes d'énergies marines renouvelables, menée dans le SDDR, se fonde donc sur ces références de coûts actualisés.

Les références de coûts sont appuyées sur un benchmark qui montre que les coûts de raccordement envisagés pour les parcs des AO1 et 2 se situent dans la fourchette de ceux observés en Europe

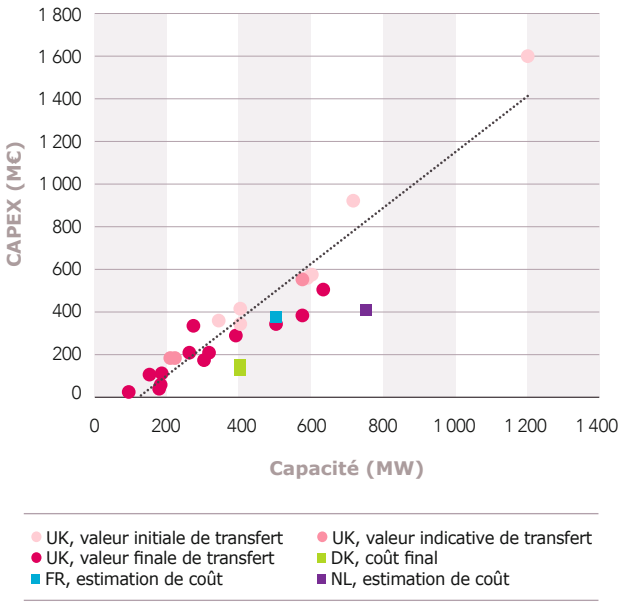
Au niveau européen, une capacité totale d'une quinzaine de gigawatts sont d'ores et déjà raccordés et en service, en particulier au Royaume-Uni, en Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas. Les coûts de raccordement associés à ces projets ne sont généralement pas publics. Seuls les parcs britanniques, dont le raccordement est réalisé par des opérateurs privés à l'issue de procédures concurrentielles, voient leurs coûts de raccordement publiés par l'autorité de régulation.

Plusieurs benchmarks ont également été confiés par RTE à des cabinets de conseil spécialisés sur les coûts de raccordement. À ce stade, les seules données disponibles sont celles correspondant aux parcs britanniques et à quelques parcs aux Pays-Bas et au Danemark.

Le modèle britannique est toutefois spécifique et différent du cadre français car les projets de raccordement des parcs éoliens en mer sont portés par les développeurs des parcs, avec un transfert de l'actif à un opérateur privé (OFTO) une fois le parc mis en service. Plus précisément, l'analyse des coûts de raccordement de différents parcs britanniques montre que :

- l'estimation initiale des développeurs britanniques est en moyenne supérieure aux coûts finaux du raccordement après mise en service. Cela montre que les porteurs de projet intègrent des provisions pour risque significatives dans leur estimation initiale ;
- les coûts finaux des projets déjà réalisés se situent en moyenne à près de 900 k€/MW (avec une forte disparité) soit au-dessus des coûts révisés pour la France (~800 k€/MW en moyenne, en

Figure 6.15 Comparaison des coûts de raccordement de parcs éoliens en mer (en courant alternatif)
Source : analyse Navigant (2019) à partir de DNV-GL et de données RTE



ajoutant le coût d'un poste en mer). L'écart s'explique en grande partie par l'effet des coûts de financement qui sont portés par les développeurs dans le modèle britannique ;

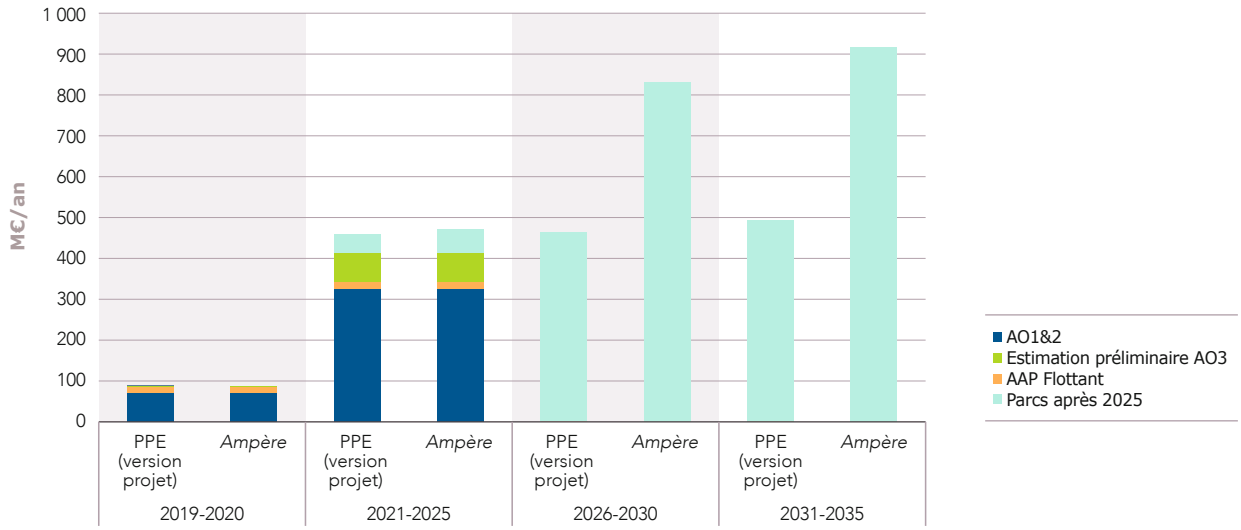
- la comparaison des coûts finaux, corrigée des coûts de financement, montre des niveaux de coûts similaires entre les nouvelles évaluations pour les premiers parcs en France (avec méthode probabiliste) et les prix finaux des parcs construits au Royaume-Uni (~800 k€/MW).

Des éléments sur les coûts de raccordement de quelques parcs situés en Allemagne, aux Pays-Bas et au Danemark fournissent également des points de comparaison. Ces coûts peuvent apparaître très dépendants de certains paramètres et choix technologiques. Ainsi, les coûts des projets de raccordement éolien en mer en Allemagne apparaissent nettement supérieurs aux références de coûts présentées ci-dessus. Ceci résulte du choix du courant continu et de la distance élevée des parcs à la côte. À l'inverse, les coûts de raccordement pour certains parcs néerlandais sont aujourd'hui inférieurs à la moyenne envisagée pour les parcs français. En effet, le cadre néerlandais permet une mise en œuvre réelle des leviers d'optimisation présentés dans la suite du chapitre et qui n'ont pas été possibles pour les AO1 à 3 : une planification engageante avec des volumes localisés permet au gestionnaire de réseau de transport d'électricité néerlandais TenneT de proposer des raccordements mutualisés et standardisés. En outre, aux Pays-Bas comme au Danemark, les conditions physiques sont très favorables (fonds marins meubles, faible bathymétrie et distance des côtes favorables).

Le raccordement des parcs éoliens en mer constitue désormais une des composantes principales de l'évolution des dépenses d'investissement de RTE

En tenant compte des objectifs du projet de PPE, une trajectoire d'investissement de référence a été élaborée en vue de raccorder 10 GW à l'horizon 2035. Ces trajectoires reposent sur les hypothèses de localisation des parcs cohérentes avec les analyses de potentiel d'accueil évoquées précédemment. Elles tiennent compte également d'une part plus importante de parcs éoliens flottants attribués après 2025, conformément aux objectifs des régions souhaitant exploiter les gisements en Bretagne et en Méditerranée.

Figure 6.16 Dépenses d'investissement annuelles moyennes par période selon le scénario, avec la mise en œuvre des leviers d'optimisation détaillés dans la suite



Dans ce scénario, les projections de coûts de raccordement des parcs éoliens en mer atteignent 400 à 500 M€ par an et constituent ainsi – même sans renforcement du réseau terrestre – la composante principale de l'évolution des coûts du réseau de transport dans les scénarios de transition énergétique. Au total, le raccordement d'environ 10 GW de parcs éoliens en mer d'ici 2035, conformément au projet de PPE, représente un montant de dépenses d'investissement estimé à environ 7 à 8 milliards d'euros. Ces montants constituent toutefois des ordres de grandeur et restent adhérents à des hypothèses de localisation très incertaines à ce stade pour les futurs parcs. En particulier, ces estimations pourraient évoluer à la hausse en cas d'éloignement plus marqué des parcs.

L'étude du scénario *Ampère* présente un fort intérêt, dans la mesure où l'État a annoncé son intention d'augmenter le volume d'éolien en mer au titre de la PPE. Dans ce scénario, les dépenses d'investissement pour le raccordement d'environ 15 GW d'éolien en mer d'ici 2035 sont nécessairement plus importantes. Par ailleurs, étant donné le volume considéré, les parcs éoliens en mer mis en service dans un tel scénario pourront se situer à des distances plus éloignées des côtes ou à des endroits plus contraints pour le raccordement au réseau et nécessiter des solutions technologiques différentes et potentiellement plus coûteuses (par exemple, poste flottant ou raccordement en courant continu). En cas de rehaussement important des objectifs du projet de PPE pour l'éolien en mer, une attention toute particulière devra donc être portée aux enjeux de localisation des parcs en matière de conditions de raccordement.

Ces trajectoires intègrent les leviers d'optimisation, évoqués dans la suite du document, pour dimensionner au mieux le réseau en mer.

6.6 Une planification des parcs éoliens articulée à celle du réseau permettra de faire baisser les coûts de raccordement

En tirant parti des potentiels d'accueil sur le réseau existant, des volumes importants d'énergies renouvelables en mer peuvent être évacués sur le réseau sans renforcements complémentaires. Afin de maîtriser les coûts de raccordement même avec des distances à la côte plus importantes, des leviers complémentaires d'optimisation doivent être activés. Ce type d'optimisation n'est possible que dans le cadre d'une mise en œuvre mutualisée et coordonnée par un seul acteur.

Cette condition est désormais remplie depuis que la réforme du raccordement a confié la maîtrise d'ouvrage de l'ensemble du raccordement (poste en mer compris) à RTE pour les appels d'offres de l'État. La mise en œuvre des leviers nécessite néanmoins de disposer d'une planification de long terme partagée avec les pouvoirs publics et les territoires, visant à apporter de la visibilité sur la puissance éolienne en mer qui sera raccordée dans chaque zone à la cible.

RTE propose que la réflexion induite par le SDDR soit prolongée par des « plans de développement du réseau en mer » pour chaque façade maritime. Faisant l'objet d'une concertation menée à l'issue des débats publics sur chaque façade (et en amont de la publication des cahiers des charges définitifs des appels d'offres), puis synthétisés et mis à jour au niveau national à l'occasion du SDDR, ces documents permettront de planifier et décliner la mise en œuvre des orientations de la PPE pour le réseau en mer, en tenant compte des objectifs stratégiques et opérationnels des documents stratégiques de façade.

Le levier « Hub » pour mutualiser le raccordement de plusieurs parcs sur une même infrastructure de réseau

La réforme du raccordement résultant de la loi du 30 décembre 2017 précitée ouvre la possibilité pour RTE de développer des plateformes de grande taille, mutualisables sur un ou plusieurs appels d'offres, à l'instar de la dynamique engagée par les pays autour de la mer du Nord. Des parcs spatialement proches et issus d'un ou plusieurs appels d'offres pourraient donc être raccordés à un même poste en mer, qui ferait office de « hub de raccordement ». Outre l'effet économique, une telle mutualisation permettrait de réduire les délais, l'impact sur l'environnement (tant maritime que terrestre) et de favoriser la coexistence des usages de la mer.

Figure 6.17 Raccordement mutualisé

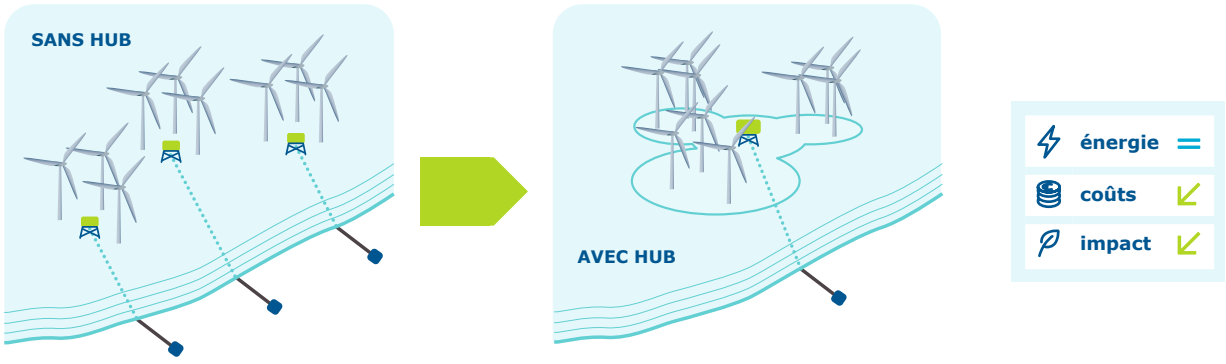
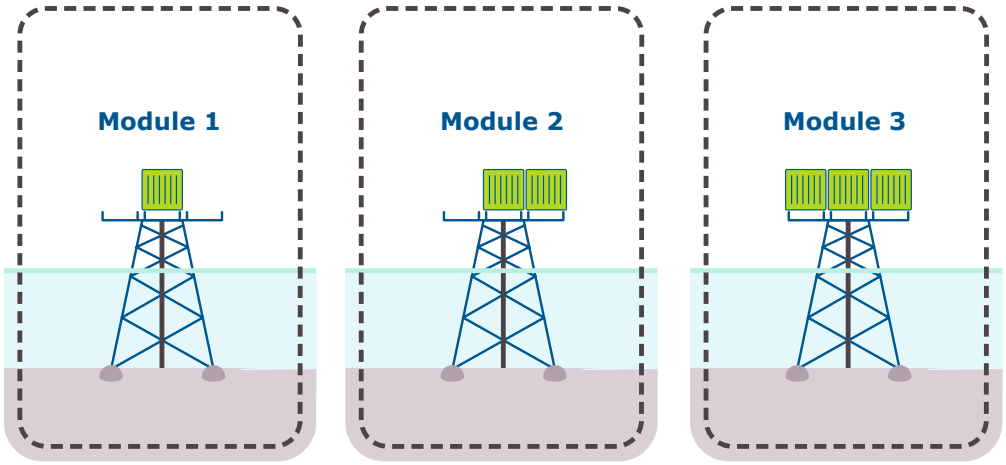


Figure 6.18 Développement modulaire de la plate-forme offshore



En France, l'intérêt du hub peut être illustré avec le cas de l'éolien flottant. Dans le cadre de l'élaboration du document stratégique de façade, la conférence régionale mer et littoral de Bretagne a par exemple identifié en juin 2018 une zone de 500 km² au large du sud de la Bretagne, permettant d'accueillir jusqu'à 1 GW. Le projet de PPE propose quant à lui un premier projet de 250 MW avec un lauréat sélectionné dès 2021. Il prévoit potentiellement l'attribution de plusieurs autres projets d'éolien flottant à partir de 2023. Compte tenu du potentiel technique de cette zone concertée en Bretagne, celle-ci pourrait à terme accueillir davantage de volumes. À défaut de visibilité sur la puissance cible à raccorder sur cette zone, des raccordements individuels et successifs de 250 MW ou 500 MW chacun devraient être réalisés, ce qui ne constitue pas l'optimum sur le plan technique, économique ou environnemental.

Un développement modulaire de la plateforme en mer, par palier de puissance de 250 à 300 MW (représentant la puissance de transit d'un câble reliant la plateforme à la terre), est une solution pour raccorder différents parcs en mer sur plusieurs années en lissant et en maîtrisant les coûts, dans le cadre d'une planification engageante. La structure de la plateforme est alors dès le départ dimensionnée en « hub » à la puissance visée, les équipements électriques modulaires (notamment transformateurs) ne sont installés qu'au fur et à mesure de l'arrivée des projets.

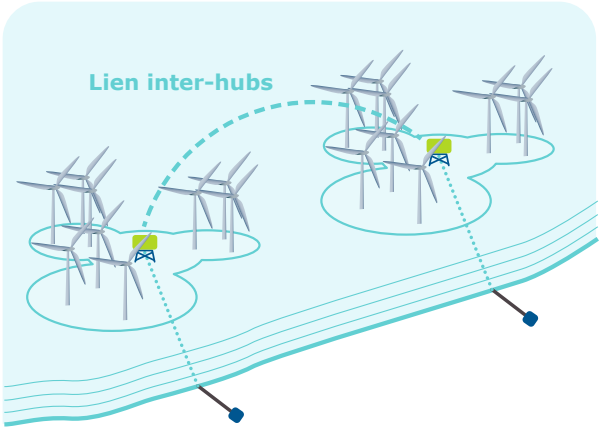
Concrètement, pour l'exemple de la Bretagne, RTE pourrait proposer, dès le premier projet de 250 MW, une plateforme permettant d'accueillir à terme le volume associé aux futurs appels d'offres de la zone. Le raccordement serait alors mutualisé (une seule plateforme en mer, si possible un seul tracé en mer pour les câbles, limitation du nombre d'atterrages et un seul poste à terre), avec une arrivée de production en deux phases : 250 MW à attribuer en 2021 et par exemple 500 MW pouvant être attribués ultérieurement dans le cadre de la PPE. **Pour un surcoût initial limité pour le raccordement du premier parc, l'impact environnemental serait réduit et la compétitivité des appels d'offres renforcée : le raccordement serait déjà disponible au moment du lancement du second appel d'offres.**

Si à l'issue de la phase de participation du public, prévue en 2020 pour l'éolien flottant en Bretagne, l'État était en mesure de décider non seulement de la zone susceptible d'accueillir les premiers 250 MW, mais également les futures zones avec des volumes associés, RTE pourrait dès à présent entamer des études et instruire un permis enveloppe intégrant cette possibilité, avant de valider ou non cette option d'extension avec la CRE en fonction des éléments de planification ou d'actes ministériels disponibles.

Cette anticipation d'un raccordement mutualisé pourrait naturellement être aussi appliquée dans les autres régions, en particulier méditerranéennes, ayant vocation à accueillir de l'éolien flottant commercial. Les annonces du Gouvernement du 14 juin 2019 mentionnent ainsi l'objectif d'étendre, à terme, les premiers parcs éoliens flottants de 250 MW à une puissance d'environ 750 MW pour bénéficier des raccordements mutualisés.

Afin d'éviter les coûts échoués liés à la mise en place d'un « hub » qui ne serait pas utilisé au maximum de sa capacité par la suite, il est toutefois nécessaire pour RTE de disposer d'informations précises et fiables sur la localisation des prochains parcs éoliens en mer. Les informations sur la localisation précise des futurs parcs et le calendrier des appels d'offres pourraient par exemple être précisées par les pouvoirs publics dans les prochaines révisions de la PPE, en s'appuyant sur les éléments qui seraient issus de la concertation publique sur chaque façade et des plans de développement du réseau en mer que RTE propose d'élaborer et de publier au cours des prochaines années.

Figure 6.19 Illustration du principe de lien inter-hubs



En tout état de cause, les leviers de mutualisation ne seront accessibles que dans le cas d'une planification engageante de la part des pouvoirs publics.

Des liens inter-hubs permettraient en complément une meilleure résilience du réseau (réduction du risque d'énergie non évacuée en cas de défaillance d'une liaison) grâce à la fonction de secours.

Le levier « puissance cible » afin d'adapter la taille des parcs à la capacité des infrastructures de réseau

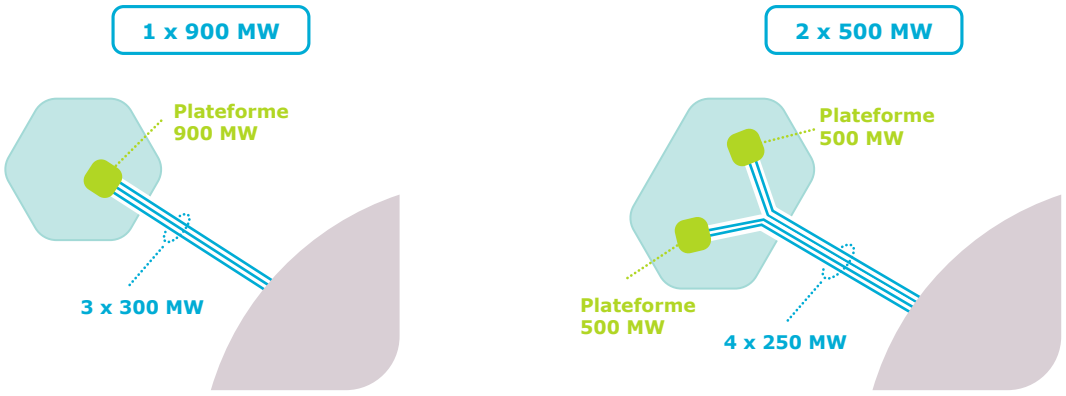
L'identification de puissances cible par zone au sein d'une façade facilite l'anticipation et la mutualisation des investissements de réseaux (à terre et en mer), au-delà du poste en mer. Les choix de corridors marins et terrestres sont alors optimisés, ainsi que les zones d'atterrage, qui sont peu nombreuses. Ceci permet une réduction des coûts d'études et de construction, grâce à une limitation des effets de seuils (nombre de câbles et puissance unitaire). Une planification conjointe entre la production visée et le réseau est ainsi facteur de réduction de coûts, de délai et d'impacts sur les milieux et les activités.

Ce levier peut être illustré avec le cas de l'appel d'offres annoncé par la PPE de 1 GW au large de la Normandie. Afin d'évacuer l'ensemble de la puissance visée, quatre câbles 225 kV et deux plateformes[9] seraient nécessaires en l'état. Cette solution conduit à un coût et une empreinte environnementale élevés. Elle n'est par ailleurs pas sans risque sur les plans technique et de l'acceptabilité : selon la zone finalement visée, trouver des atterrages susceptibles d'accueillir quatre câbles pourrait s'avérer très délicat.

Pour éviter ces effets de seuil, une optimisation de la puissance de raccordement apparaît possible. En réduisant cette puissance à 900 MW environ au lieu de 1 000 MW et en sélectionnant des zones

9. Il y a en effet des limites à l'effet hub. En effet, si le poids du topside excède 5 000 t, seuls quelques navires disposent de la capacité de levage nécessaire. Cet obstacle peut le cas échéant être levé en divisant le topside en modules. Néanmoins, dans le cas d'un raccordement de 1 GW situé loin des côtes, 2 plateformes constitueraient la solution la plus économique.

Figure 6.20 Illustration des options de dimensionnement du raccordement du parc éolien en mer prévu par l'AO4



Une plateforme unique de 900 MW, raccordée à la terre par 3 câbles sous-marins de 300 MW

→ **Capacité d'évacuation de 900 MW**

Deux plateformes de 500 MW, chacune raccordée à la terre par 2 câbles sous-marins de 250 MW

→ **Capacité d'évacuation 1000 MW**

de production favorables (limitation des longueurs de tracé, espacement suffisant entre câbles voire possibilité d'installer un poste intermédiaire de compensation de la puissance réactive des câbles), le raccordement du parc ne nécessiterait que trois câbles et une seule plateforme[10]. Cette réduction de la puissance de raccordement peut s'accompagner d'une baisse de la capacité installée du parc à 900 MW mais est aussi compatible avec un parc de taille supérieure à 900 MW.

Aux Pays-Bas, le choix a été fait de garantir une certaine puissance de raccordement (en l'occurrence 700 MW), tout en laissant les lauréats installer une capacité supérieure (760 MW dans le cas du parc de Borssele), ces derniers étant alors responsables de l'optimisation de la puissance installée. Cette solution, qui permet aux candidats de proposer une puissance supérieure à celle garantie par le raccordement et d'augmenter le productible du parc éolien en mer, peut être une source de performance économique complémentaire pour la collectivité.

Le levier « standardisation » afin de tirer parti des économies d'échelles

La standardisation vise à tirer profit des économies d'échelle sur certains matériels et infrastructures pouvant être standardisés. Si les câbles sous-marins et les structures de raccordement à terre ont déjà fait l'objet de standardisations dans le cadre du raccordement prévu pour les six premiers parcs en mer (appels d'offres 1 et 2), l'effet pourra être étendu à la plateforme en mer.

Les gains supplémentaires estimés, de l'ordre de 10 à 15% du coût de la partie émergée du poste en mer, sont limités à l'échelle d'un projet complet du fait que seules certaines structures peuvent être standardisées. Par exemple, la sous-structure du poste en mer (jacket) constitue une infrastructure unique très dépendante des caractéristiques de chaque zone.

L'activation de l'ensemble de ces leviers, conditionnée à une planification favorable des parcs éoliens en mer, conduira à réduire de 15% les coûts de raccordement lors des prochains appels d'offres, soit environ 800 M€ d'investissements évités sur la période 2021-2035.

10. En effet, lorsque les propriétés thermiques du milieu le permettent, la puissance de transit par câble 225 kV peut être optimisée pour passer de 250 MW à 300 MW environ, sous réserve d'ajouter dans les postes électriques des dispositifs permettant d'absorber la puissance réactive produite par les câbles.

6.7 Le SDDR présente la première trajectoire complète pour le développement du réseau en mer permettant l'accueil des énergies marines renouvelables

Des dépenses d'investissement importantes qui peuvent être modérées par l'effet des leviers de planification

Les précédents SDDR de RTE ne comportaient pas de volet sur l'éolien en mer. La trajectoire présentée dans ce nouvel exercice constitue donc une nouveauté et intègre les évolutions législatives récentes ayant transféré à RTE la charge de financer le raccordement des énergies marines *via* le TURPE.

La trajectoire financière est réaliste. Elle n'est pas fondée sur la « première » vision des coûts du raccordement (celle de 2012-2014, alors qu'il n'existait que peu de retour d'expérience au niveau européen et que les risques étaient reportés sur le budget de l'État), mais intègre au contraire l'expérience accumulée – et notamment le coût des incertitudes qui sont inhérentes à ce type de projet (incertitudes techniques, mais également juridiques du fait de la longueur des procédures, toutes les autorisations étant régulièrement attaquées). Elle est appuyée sur des références européennes, qui permettent de valider l'ordre de grandeur des coûts associés[11].

Les analyses développées dans le SDDR montrent qu'un potentiel d'optimisation technique, économique et environnementale existe, au travers d'une planification à long terme intégrant le réseau de transport. Afin d'illustrer les effets des leviers d'optimisation sur la trajectoire d'investissement, deux variantes contrastées sont présentées par la suite :

- **Un scénario tendanciel :** dans cette variante, le raccordement de chaque parc éolien se fait de manière individuelle par tranche de 250 MW ou 500 MW, sans visibilité sur la puissance cible développée dans chaque zone, ni planification nationale précise. Le raccordement des parcs se fait avec un poste en mer et une ou des liaisons individuelles, sans mutualisation (raccordement en antenne). Les infrastructures développées sur chaque parc ne sont pas standardisées.
- **Un scénario optimisé :** dans cette variante, la puissance cible raccordée dans chaque zone est optimisée *via* un plan de développement du réseau en mer afin de limiter le nombre de plateformes et de liaisons à construire. Les parcs situés dans une même zone sont raccordés *via* un poste mutualisé et avec potentiellement une logique modulaire permettant un développement des capacités raccordées par palier. Certaines infrastructures sont standardisées, comme les modules des plateformes en mer.

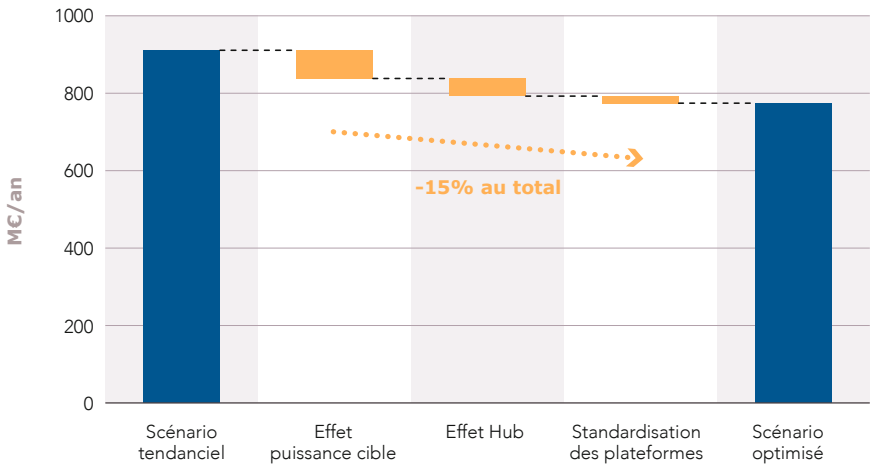
Pour les parcs à partir de l'AO4 et sur la base des hypothèses de localisation évoquées ci-dessus, l'effet cumulé de ces différents leviers induit une économie sur les coûts de raccordement de l'ordre de 15 %, soit un gain de l'ordre de 800 M€ essentiellement sur la période 2026-2035, contribuant ainsi à une maitrise significative des coûts.

L'application de ces leviers, obtenue *via* une planification plus favorable des éoliennes en mer pour le réseau électrique, entraîne une économie d'environ 50 M€/an des dépenses d'investissement de raccordement entre 2025 et 2030 et d'environ 110 M€/an au-delà.

L'anticipation des besoins de développement du réseau de transport d'électricité, en mer

11. Ces coûts restent néanmoins très dépendants des hypothèses de localisation et de puissances des parcs, très incertaines à ce stade.

Figure 6.21 Effets combinés des leviers sur les coûts moyens de raccordement des futurs parcs éoliens en mer

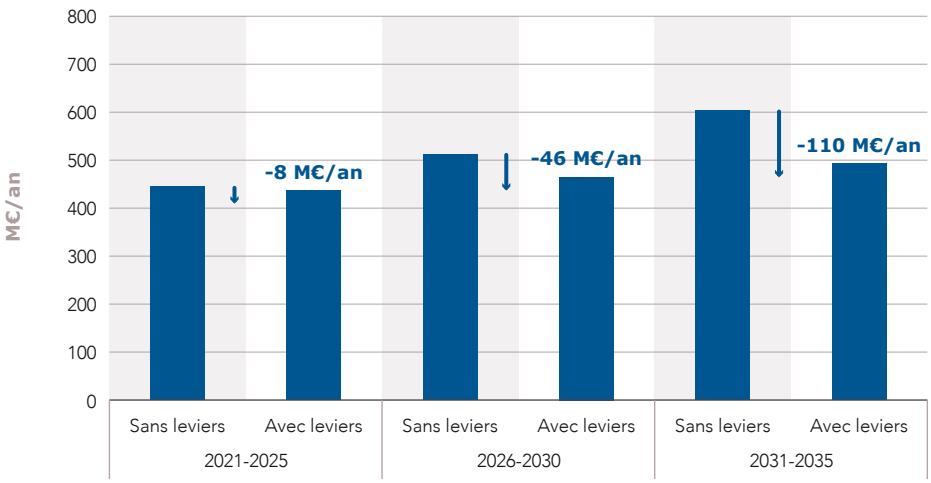


comme à terre, constitue ainsi l'une des conditions de réussite d'un développement ambitieux de l'énergie renouvelable en mer en France, sur les plans économique, environnemental et sociétal. Concrètement, une réelle planification spatiale devrait être déclinée lors des prochaines révisions de la PPE afin d'assurer une cohérence avec les objectifs nationaux pour le développement des énergies marines.

Des dépenses d'exploitation en croissance pour accompagner la maintenance des parcs éoliens en mer en service

Le raccordement de l'éolien en mer induit également des coûts de maintenance programmée supplémentaires (maintenance des plateformes, contrat de mise à disposition de navires…), qui

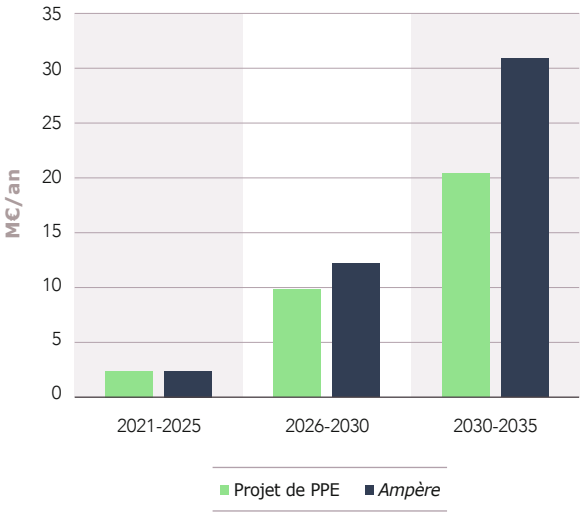
Figure 6.22 Impact des leviers sur la trajectoire de dépenses pour le développement du réseau en mer dans le scénario du projet de PPE



pourront atteindre plus d'une vingtaine de millions d'euros par an à l'horizon 2035 dans le scénario de la PPE. Ceci n'inclut pas les coûts de maintenance liés aux avaries, qui pourraient également atteindre des volumes significatifs, mais qui restent à ce stade difficiles à estimer faute de retour d'expérience.

Les leviers de mutualisation et de planification détaillés précédemment permettent donc aussi d'optimiser les coûts de maintenance. En effet, la maintenance d'un seul « hub » mutualisé pour plusieurs parcs permettra des économies par rapport à la maintenance de plusieurs plateformes individuelles. Avec un nombre plus limité d'infrastructures, le nombre d'avaries et les coûts de mise à disposition de moyens de réparation associés pourraient également être réduits.

Figure 6.23 Évolution des coûts de maintenance programmée (hors avarie) associés au raccordement des parcs éoliens en mer dans les scénarios étudiés





7

LA VISION RÉGIONALE

7. LA VISION RÉGIONALE :
D'UNE ADAPTATION TENDANCIELLE DU RÉSEAU À MOYEN-TERME JUSQU'À SA TRANSFORMATION POUR RÉPONDRE AUX AMBITIONS DES TERRITOIRES À LONG-TERME

SYNTHÈSE

Les enjeux correspondant aux cinq volets industriels du SDDR se traduisent dans des perspectives concrètes d'évolution du réseau au cours des prochaines années. Au-delà de la liste exhaustive des projets, compilée dans l'annexe 1 du SDDR en application des obligations réglementaires, ces perspectives sont présentées dans le chapitre 7 de manière agrégée, d'abord au niveau national pour les prochaines années (2021-2025), ensuite par région administrative sur l'ensemble de la période.

La consistance et la nature des projets engagés et devant être mis en service au cours des prochaines années traduit les évolutions en cours dans le secteur de l'énergie, comme la stabilisation de la consommation d'électricité et le développement des énergies renouvelables. L'analyse comparée du SDDR 2019 et des versions antérieures confirme la forte évolution des facteurs d'adaptation au cours des cinq dernières années :

1) près de la moitié des projets recensés à moyen terme sont désormais liés à l'accueil des EnR terrestres et maritimes, dont une majorité correspond à la mise en œuvre des évolutions inscrites dans les S3REnR,
2) La part des projets visant à garantir l'alimentation électrique se réduit fortement (25%), et se concentre autour de la sécurisation de l'alimentation d'agglomérations urbaines dont la dynamique de la consommation d'électricité diffère de la moyenne nationale,
3) 20% des investissements sont consacrés au développement de projets d'interconnexion dans les 5 ans à venir.

À plus long terme, le SDDR ne comprend pas de liste de projets précis, mais une description des enjeux et une présentation de faits stylisés sur l'évolution envisagée de l'infrastructure. Le chapitre 7 propose un angle de lecture régional (par région administrative), en complément des analyses sur les cinq volets industriels et de la présentation des trajectoires complètes (voir chapitre 8).

Les évolutions à mettre en œuvre relèvent de tendances nationales, et se retrouvent donc dans toutes les régions, sauf exception (raccordement des énergies marines). Certaines évolutions structurantes, notamment celles qui correspondent aux zones de fragilité sur le réseau de grand transport (Massif central-centre, façade atlantique, vallée du Rhône-Bourgogne, Normandie-Manche-Paris), concernent ainsi plusieurs régions par nature.

Néanmoins, des spécificités régionales existent. Elles peuvent dépendre de paramètres techniques, comme l'ancienneté et la consistance du réseau (en Occitanie, Nouvelle-Aquitaine ou dans le Massif central), l'intensité du phénomène de corrosion et l'état de l'infrastructure (régions littorales), ou de la profondeur du gisement technique et économique pour l'implantation d'éoliennes et de panneaux solaires. Elles dépendent également des implantations actuelles de moyens de production et de leur évolution à moyen- long terme (évolution du nombre de réacteurs nucléaires dans la vallée du Rhône ou le Val de Loire). Elles sont également fonction de débats politiques régionaux, notamment dans les régions de plus forte concentration de l'éolien (Hauts-de-France, Grand Est).

Pour chaque région, une fiche régionale est ainsi proposée. Ces fiches ont vocation à être actualisées au fur et à mesure de l'avancée de l'élaboration des SRADDET et des nouveaux S3REnR au périmètre des nouvelles régions administratives.

7.1 Des tendances nationales se dégagent sur la consistance des projets engagés ou des évolutions structurantes à programmer

La vision des projets engagés ou à engager au cours des 10 prochaines années

L'article L. 321-6 du code de l'énergie définit le périmètre du SDDR. Il indique que ce document doit mentionner la liste des principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, avec leur calendrier associé. Cette liste des projets figure en annexe 2.

Les chapitres 2 à 6 du SDDR, consacrés aux cinq volets industriels de l'évolution du réseau (renouvellement, adaptations, ossature numérique, interconnexions, réseau en mer), permettent d'aborder de manière thématique les enjeux pour l'évolution du réseau au cours des prochaines années. Le présent chapitre permet de concaténer ces éléments pour décrire une vision de l'évolution du réseau à moyen terme.

Cette vision peut être consolidée au périmètre national pour ce qui concerne les projets existants.

La vision moyen-terme s'appuie sur les dernières tendances et orientations concernant l'évolution de la consommation et du parc de production. Elle se fonde sur le cas de base de la plus récente édition 2018 du Bilan prévisionnel, lequel prévoit une stabilité de la consommation d'électricité, le développement des énergies renouvelables terrestre et maritime, la mise en service de nouvelles interconnexions, la fiabilisation et le développement des effacements, la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022 et la mise en service de l'EPR de Flamanville et de la centrale de Landivisiau. Ces projections à moyen terme s'inscrivent dans la continuité des évolutions observées au cours des dernières années tant sur la stabilisation de la

Figure 7.1 Répartition des investissements mis en service dans les 5 ans (cette comparaison est réalisée au périmètre classique du SDDR : Adaptations + Interconnexions)

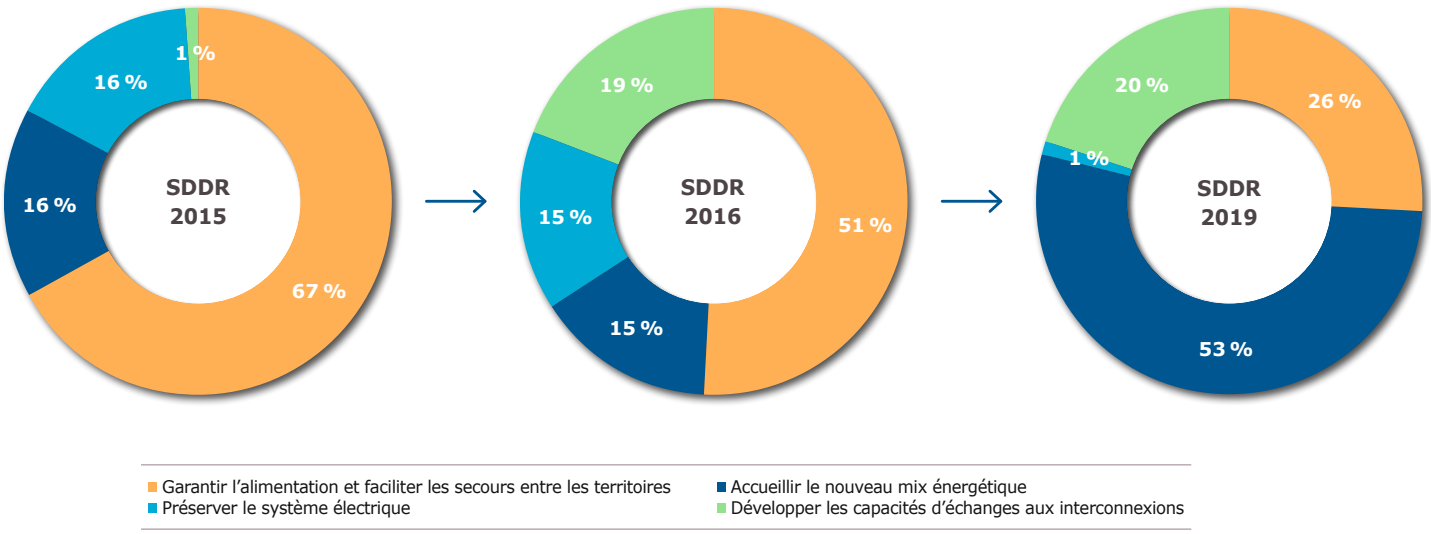
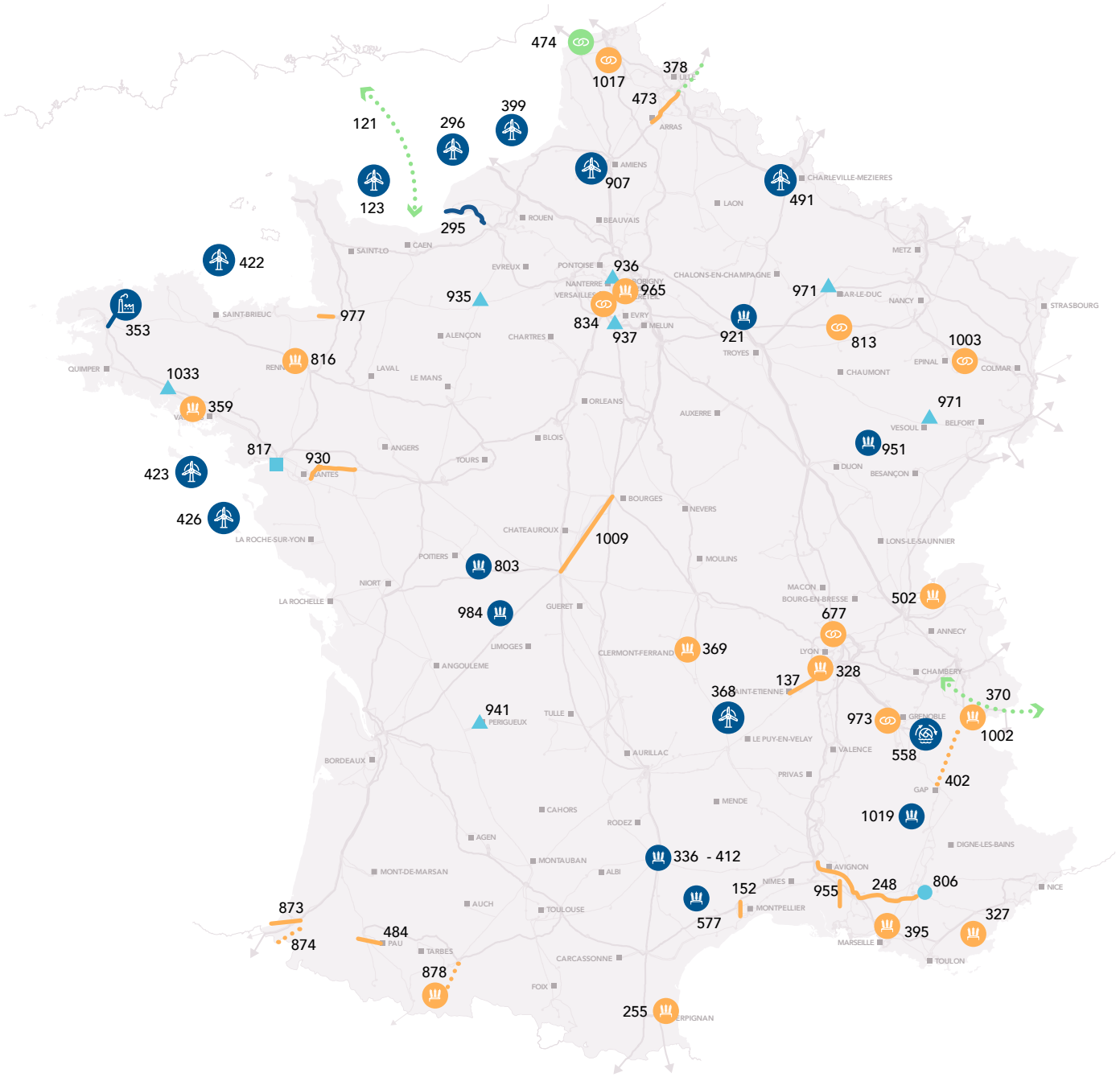


Figure 7.2 Principales adaptations de réseau envisagées dans les 5 ans (2019-2023)



TYPE D'OUVRAGES RTE

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Nouveau poste ou renforcement

RACCORDEMENT

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Consommation, interconnexion

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
- Accueillir le nouveau mix énergétique
- Préserver le système électrique
- Développer les capacités d'échanges aux interconnexions

FINALITÉ : PRÉSERVER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

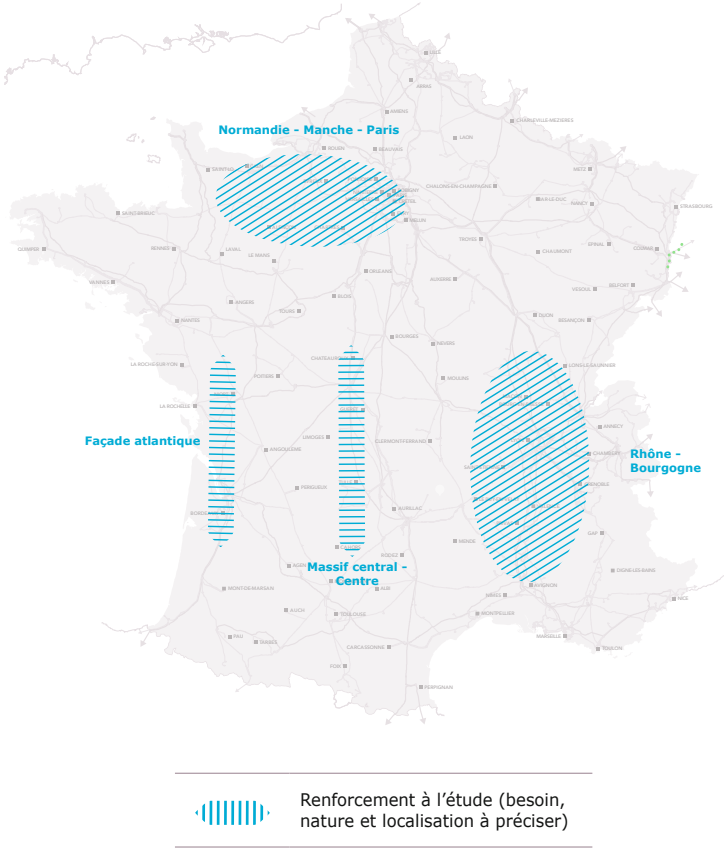
consommation électrique que sur le rythme effectif de développement des énergies renouvelables.

Le portefeuille de projets à moyen terme contient des projets pour la plupart déjà engagés avec une consistance technique généralement clairement établie. Le détail de ces différents projets à moyen terme est consultable dans un tableau en annexe listant les projets réalisés en 2018, les projets à 5 ans (2019-2023), les projets en cours d'analyse, et les projets envisagés pour la période 2024-2028.

Depuis les précédents exercices en 2015 et 2016, les éléments déclencheurs de l'adaptation du réseau électrique ont fortement évolué :

- Désormais, près de la moitié des projets moyen-terme répondent au développement de la production renouvelable terrestre et maritime et regroupent les adaptations et les raccordements nécessaires pour évacuer la production renouvelable. Plus de 90 projets sont ainsi prévus pour adapter le réseau électrique à l'arrivée importante des énergies renouvelables, pour un montant global de dépenses de plus de 2,5 milliards d'euros[1]. Deux-tiers de ces projets correspondent à la mise en œuvre des créations et des renforcements de réseaux issus des S3REnR.
- Les projets visant à garantir l'alimentation électrique dans certaines zones plus fragiles ne représentent plus qu'un quart des investissements prévus pour l'adaptation du réseau au cours des prochaines années. Ils correspondent soit à la finalisation de programmes engagés de longue date, soit à des perspectives propres à certaines zones plus dynamiques du point de vue de la consommation d'électricité, et pour lesquelles le besoin de sécurisation de leur alimentation électrique est avéré. Ceci concerne environ 90 projets listés à l'annexe 2, pour un montant global d'1,2 milliards d'euros[2].
- Parmi les projets d'interconnexions avec l'Angleterre, l'Italie et la Belgique inclus dans les paquets 0 et 1 (voir chapitre 5), plusieurs doivent donner lieu à une mise en service dans les cinq ans. L'intégralité des dépenses pour ces projets représente environ 1 milliard d'euros[3].
- Les projets liés à la sûreté du système électrique[4] ne représentent à moyen-terme qu'une portion minime.

Figure 7.3 Zones de fragilités du réseau de grand transport sous surveillance à l'horizon 5 ans et plus



Tous niveaux de tension confondus, 210 projets sont ainsi répertoriés pour l'adaptation, le raccordement, et l'interconnexion du réseau: ces projets consistent dans le renforcement ou la création de près de 2 000 km d'infrastructures sur les cinq prochaines années, dont plus des 2/3 seront réalisés en technologie souterraine.

1. Ce montant inclut les dépenses déjà réalisées sur les projets qui seront mis en service sur la période 2019-2023.
2. Ce montant inclut les dépenses déjà réalisées sur les projets qui seront mis en service sur la période 2019-2023.
3. Ce montant inclut les dépenses déjà réalisées sur les projets qui seront mis en service sur la période 2019-2023.
4. Il s'agit principalement de matériels à installer dans les postes électriques pour maîtriser les phénomènes de tension haute générés par l'accueil des énergies renouvelables et l'enfouissement des réseaux

La vision à moyen-long terme des évolutions structurantes à programmer

À long-terme, la consistance précise des évolutions du réseau ne peut être décrite avec la même précision, car elle dépend d'une part de la traduction effective des orientations publiques et des dynamiques projetées sur l'évolution du mix, et d'autre part d'études précises «projet par projet» visant à dimensionner au plus juste l'évolution de l'infrastructure. Les réflexions présentées au chapitre 3 ont néanmoins permis de caractériser des zones de fragilités «nationales», dont la consistance précise devra être définie au cours des prochaines années. Pour ces quatre zones, des solutions légères ou plus structurantes sont probables à l'horizon 2030.

Région par région, ces zones font l'objet d'analyses détaillées pour identifier les combinaisons de conditions sur le mix énergétique soulageant ou aggravant les risques de contraintes sur le réseau. En fonction de la mise en œuvre des objectifs nationaux (projet de PPE) ou régionaux (élaboration du SRADDET), toute information complémentaire sur l'évolution du mix énergétique de chaque territoire permettra d'affiner la consistance des solutions.

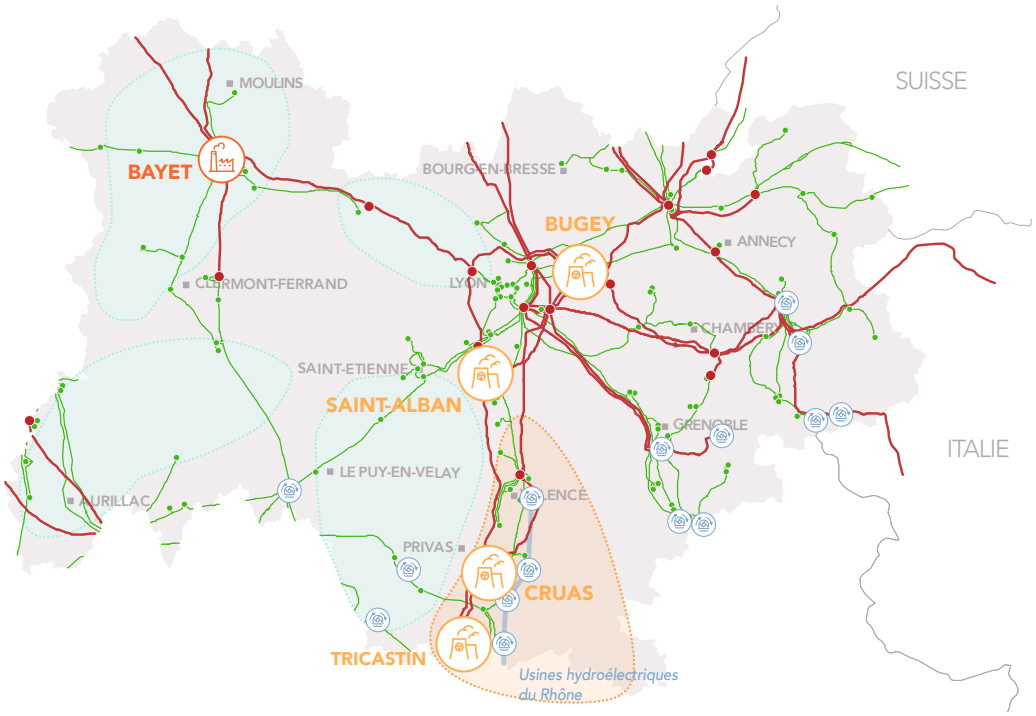
7.2 Chaque région présente une dynamique particulière avec des besoins d'évolution du réseau plus ou moins importants selon les ambitions à long-terme

Une fiche synthétique est proposée ci-après sur chaque région française (territoire métropolitain interconnecté) afin de (i) décrire les enjeux propres à chacune, (ii) recenser les différentes hypothèses de référence pour l'évolution du parc de production utilisées dans ce SDDR, (iii) lister les projets de réseau à adapter à l'horizon moyen-terme et (iv) décrire les zones de fragilités susceptibles d'apparaître à plus long-terme en fonction de l'évolution des scénarios considérés.

Tabeau 7.1 Problématiques principales région par région

	Renouvellement	Adaptations	Ossature numérique	Interconnexions	Réseau en mer
Auvergne-Rhône-Alpes	Enjeu faible	Enjeu fort	Enjeu modéré	Enjeu modéré	Sans objet
Bourgogne-France-Comté	Enjeu faible	Enjeu modéré	Enjeu modéré	Enjeu faible	Sans objet
Bretagne	Enjeu fort	Enjeu faible	Enjeu modéré	Enjeu modéré	Enjeu fort
Centre-Val de Loire	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Sans objet	Sans objet
Grand Est	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Sans objet
Hauts-de-France	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort
Île-de-France	Enjeu fort	Enjeu modéré	Enjeu modéré	Sans objet	Sans objet
Normandie	Enjeu fort	Enjeu modéré	Enjeu modéré	Enjeu fort	Enjeu fort
Nouvelle-Aquitaine	Enjeu faible	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu modéré
Occitanie	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu faible	Enjeu fort
Pays de la Loire	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu modéré	Sans objet	Enjeu fort
Provence-Alpes-Côte d'azur	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu fort	Enjeu faible	Enjeu fort

La région Auvergne-Rhône-Alpes



- Nucléaire
- CCG
- Hydraulique
- Principales zones de développement de l'éolien terrestre
- Principales zones de développement du photovoltaïque
- En service
- En projet
- Fermeture prévue ou envisageable
- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**13961 km**
Liaisons souterraines	**743 km**
Lignes d'interconnexion	**12**
Postes électriques	**439**

S3REnR AUVERGNE-RHÔNE-ALPES (vision mai 2019)

Auvergne		Rhône-Alpes	
Date de publication	**28/02/2013**	Date de publication	**15/01/2016**
Quote-part	**51,97 k€/MW**	Quote-part	**9,94 k€/MW**
Capacités réservées	**756 MW**	Capacités réservées	**2569 MW**
Taux d'affectation	**50%**	Taux d'affectation	**19%**

SYNTHÈSE

La région Auvergne-Rhône-Alpes se caractérise par une tendance d'évolution de la consommation d'électricité en légère hausse, du fait d'une économie et d'une démographie en croissance. Elle constitue la première région en matière de production électrique en France (21% de la production française), et la première région productrice d'électricité d'origine renouvelable, essentiellement hydroélectrique. L'intégration de ces capacités de production, et notamment des 14 réacteurs nucléaires le long du Rhône, joue un rôle clé dans l'alimentation en électricité du territoire et le fonctionnement du système électrique européen.

Le réseau électrique y est structuré autour de deux transversales nord-sud, l'une passant par le Massif central et l'autre formant un axe reliant la Bourgogne au littoral méditerranéen *via* la vallée du Rhône. À l'horizon 2030, le renforcement de ces axes, qui constituent deux zones de fragilité nationales identifiées dans le SDDR («Massif central-Centre» et «Rhône-Bourgogne»), constitue l'enjeu principal pour le réseau de grand transport, du fait du développement important du photovoltaïque dans le sud de la France, de la perspective du déclassement de certains réacteurs nucléaires de 900 MW sur le Rhône, et de l'évolution des échanges avec les pays du sud de l'Europe.

Une adaptation des réseaux de répartition pour accueillir l'éolien et le solaire, aujourd'hui faiblement développés dans la région, sera également nécessaire dans certaines zones, notamment au nord-ouest de l'Auvergne.

État des lieux

Le réseau de transport d'électricité en région Auvergne-Rhône-Alpes est caractérisé par des enjeux spécifiques, liés aux caractéristiques de la consommation à desservir et à la nature du parc de production.

D'une part, il assure l'alimentation des pôles urbains et économiques importants, notamment des différentes métropoles de la région (Grand Lyon, Grenoble Alpes, Saint-Étienne et Clermont Auvergne). La consommation de la région est en légère augmentation, avec quelques zones particulièrement dynamiques. La région présente en outre quelques zones spécifiques (zones industrielles sensibles, centres de recherche internationaux et zones de forte activité touristique, notamment en période hivernale), conduisant à des profils de demande atypiques.

D'autre part, il connecte au reste de la France et de l'Europe de très grandes centrales de production, et notamment 14 réacteurs nucléaires répartis en quatre sites le long de la vallée du Rhône (Bugey dans l'Ain, Saint-Alban en Isère, Cruas en Ardèche, et Tricastin dans la Drôme). Ces sites couvrent à eux seuls 18 % de la consommation électrique de la France et leur articulation avec le réseau relève donc d'un enjeu stratégique. Les orientations sur la filière nucléaire précisées dans le projet de PPE conduisent à envisager, sur la période 2028-2035, des arrêts de réacteurs nucléaires sur 3 sites (Bugey, Cruas et Tricastin), qui relèvent du palier 900 MW. Dans le cas général, ces arrêts devraient intervenir à l'horizon de la 5e visite décennale des réacteurs concernés, et être confirmés trois ans avant leur mise en œuvre. Indépendamment des modalités et du calendrier précis d'arrêt de ces réacteurs – qui devraient se clarifier progressivement –, la diminution programmée de la capacité électronucléaire installée le long du Rhône constitue une hypothèse d'entrée du SDDR, et un paramètre dimensionnant à prendre en compte pour l'adaptation du réseau de grand transport.

La production d'origine renouvelable est importante en région Auvergne-Rhône-Alpes, du fait de la présence d'une forte capacité hydroélectrique développée sur le Rhône dès le début du XXe siècle puis dans le Massif central, et dans les Alpes dans les années 1960 à 1980. Les centrales de production hydrauliques de la région représentent une puissance installée de 11,6 GW couvrant 44 % de la production hydroélectrique française, avec notamment la présence sur la région de quatre stations de pompage-turbinage (STEP). Outre leur contribution importante à l'alimentation en électricité du pays, ces centrales hydrauliques représentent une grande partie du potentiel de flexibilité du système électrique en France.

La production éolienne est réduite et récente (550 MW installés fin 2018), localisée essentiellement dans le sud et l'ouest de la région (notamment le sud de l'Ardèche, l'ouest de la Haute-Loire et l'est du Cantal). La capacité de production solaire atteint un peu moins de 1000 MW. Le développement des EnR dans la région se concentrera quasi exclusivement à l'avenir sur ces deux filières, le potentiel hydroélectrique étant déjà largement exploité.

Enfin, le réseau de transport électrique de la région joue un rôle majeur dans le système électrique français et européen : *via* le sillon rhodanien, il représente un des principaux axes d'échanges de flux entre le nord et le sud de l'Europe, avec notamment des échanges depuis l'Allemagne et le Benelux vers les frontières italienne et suisse. Cette orientation des flux s'explique par la répartition des moyens de production et leur compétitivité sur les marchés de l'énergie. Ces raisons renforcent la surveillance particulière dont fait l'objet le sillon rhodanien.

Vision du réseau à moyen terme

À moyen terme, les perspectives en région Auvergne-Rhône-Alpes témoignent de ses caractéristiques spécifiques, tout en relevant également d'une dynamique plus large pour développer les énergies renouvelables.

Le dynamisme plus marqué de la consommation dans la région, par rapport à la moyenne nationale, conduit à plusieurs projets concernant d'une part des raccordements de consommateur (exemples : implantation d'une seconde usine Safran à Lyon, projet de tunnel ferroviaire euralpin Lyon-Turin (TELT) en Maurienne) et d'autre part la sécurisation de l'alimentation électrique de grandes agglomérations et zones en développement. C'est notamment le cas pour Saint-Étienne, Lyon, Clermont-Ferrand, le Genevois français et la vallée de la Maurienne[1], qui sont tous concernés par des travaux sur les lignes ou les postes électriques au cours des prochaines années.

S'agissant des interconnexions transfrontalières, la mise en service de la double liaison souterraine à courant continu Savoie-Piémont, d'une capacité de 2 x 600 MW et reliant les postes de Grande-Île (France) et de Piossasco (Italie), est prévue pour 2020 au titre du paquet 0 (projets en cours de construction, voir chapitre 5). Cette interconnexion empruntera le tunnel du Fréjus et augmentera significativement les capacités d'échange avec l'Italie, aujourd'hui très largement saturées.

S'agissant du développement du parc d'énergies renouvelables, les capacités réservées par les S3REnR en vigueur sont affectées à fin mai 2019 à 50% en Auvergne (publié en 2013) et à 19% en Rhône-Alpes (schéma qui est plus récent, puisque publié en 2016). Cela se traduit par la mise en œuvre de projets de renforcement et de création de réseau pour l'accueil des énergies variables, mais qui restent modérés par rapport à certaines autres régions[2].

Notamment, des gisements importants pour l'éolien terrestre ont émergé localement dans l'ouest du Puy-de-Dôme et une adaptation du schéma Auvergne a été élaborée en 2018, afin de répondre à ces nouvelles visions.

Enfin s'agissant de la production hydroélectrique, des évolutions sur le réseau électrique ont été réalisées pour accueillir la centrale hydraulique de Gavet[3] dans la vallée de la Romanche en Isère. Le renouvellement des concessions hydrauliques, dont le calendrier est encore inconnu à ce jour, pourrait donner lieu à des augmentations de puissance d'installations existantes et dans certains cas, générer également des besoins complémentaires d'adaptation du réseau. Ce point constitue une incertitude réelle à ce jour.

1. Projets 137, 328, 369, 502, 504, 677, 908, 851, 912, 973, 974, 992 et 1002.
2. Projet 847 en 2019 ; projet 368 en 2020 ; projets 852 et 1012 en 2022 ; projets 558 et 845 en 2023, 1038 en 2024, 558 en 2025.
3. Projet 240 en 2019.

Enjeux à partir de 2025

À plus long terme, les principales caractéristiques énergétiques de la région semblent désormais bien dessinées : une importante accélération du développement de l'éolien et surtout du photovoltaïque, le maintien d'une capacité hydraulique importante, et la fermeture de certains réacteurs nucléaires le long du Rhône tout en maintenant les sites existants. Les caractéristiques de la région, et notamment son bilan électrique exportateur, devraient dès lors perdurer dans l'ensemble, tout en devenant plus variables selon les conditions météorologiques.

S'agissant de l'éolien, les scénarios utilisés dans le SDDR sont relativement convergents (2 500 MW dans la variante SRADDET, un peu moins de 2 900 MW dans le scénario de référence pour 2030 et 3 000 MW dans la vision haute). Ils nécessitent une multiplication de la capacité installée par un facteur 4 ou 5 à l'horizon 2030 (voir figure ci-dessous). L'identification des zones précises de développement des nouvelles capacités éoliennes (hors repowering des installations existantes) constitue un enjeu important pour le prochain S3REnR.

S'agissant du solaire, les différents scénarios présentent des visions plus contrastées, mais impliquent une évolution forte de la production photovoltaïque dans la région, avec une multiplication de la puissance installée *a minima* par un facteur 7 (6 500 MW dans la variante SRADDET, environ 7 150 MW dans le scénario de référence pour 2030, 9 000 MW dans la vision haute).

Pour ce qui concerne le nucléaire, la trajectoire d'évolution de la capacité installée le long du Rhône, telle qu'elle apparaîtra dans la version définitive de la PPE, constituera nécessairement un élément particulièrement dimensionnant pour

Figure 7.4 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



4. Reprise des données du scénario de référence
5. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

l'évolution du réseau dans la région. Comme évoqué précédemment, les orientations précisées dans le projet de PPE mis en consultation début 2019 identifient les sites de Bugey, Cruas et Tricastin comme étant concernés par l'arrêt de réacteurs. Dans le détail, les principes exposés dans le projet de PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs nucléaires 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la cinquième visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) permettent de réduire le champ des incertitudes : ils conduiraient à l'arrêt de 4 réacteurs, répartis sur 3 sites, à l'horizon 2031-2035. Il s'agit donc de l'hypothèse retenue dans le scénario de référence du SDDR.

Néanmoins, ces orientations pourraient être précisées ou amendées d'ici la fin de la période de consultation de la PPE, et le calendrier précis des arrêts de réacteurs ne devrait pas être connu avant 3 années en anticipation de l'échéance. Il demeure donc un degré d'incertitude sur l'évolution précise à terme du parc dans la région. À cet effet, RTE a testé différentes variantes (voir chapitre 12), dont des hypothèses de concentration des fermetures sur le Rhône ou sur les fleuves, qui montrent une forte sensibilité du besoin d'adaptation du réseau de grand transport à la concentration géographique du déclassement : ainsi, dans le cas où davantage de réacteurs nucléaires seraient arrêtés en région Auvergne-Rhône-Alpes, les besoins de renforcement des corridors nord-sud seraient supérieurs. Ces études permettent ainsi de conclure que les orientations du projet de PPE (i.e. l'arrêt de 4 tranches nucléaires) conduisaient à des contraintes pouvant émerger sur le réseau électrique inférieures à ce qu'elles seraient dans un scénario de déclassement plus important. Dès lors, les adaptations du réseau de grand transport décrites par la suite, articulée au scénario de référence, correspondent à un minimum par rapport aux alternatives envisageables.

Ceci conduit donc à une incertitude réelle pour la planification régionale du réseau.

Adaptations

La croissance des énergies renouvelables, notamment les filières éolienne et solaire, induira des besoins très significatifs d'adaptation sur le réseau de répartition et de création de postes source. Les réflexions sur l'élaboration d'un nouveau S3REnR pour l'ensemble de la région Auvergne-Rhône-Alpes ont désormais débuté, en concertation avec les parties prenantes. Ces échanges permettront d'identifier plus précisément les besoins complémentaires dans les prochains mois.

Le caractère stratégique du réseau de grand transport en région Auvergne-Rhône-Alpes demeurera tout aussi prégnant : deux enjeux majeurs sont identifiés sur les transversales nord-sud de la région, en vallée du Rhône et dans le Massif central. Tous les scénarios d'évolution du système électrique européen voient en la région un carrefour électrique important.

En particulier, les transits existants au nord de la région, notamment sur la liaison 400 kV entre Saint-Vulbas (département de l'Ain à l'est de la région lyonnaise) et Creys (au nord de l'Isère) seront fortement modifiés et pourraient induire des congestions, notamment en situation d'export vers l'Italie et la Suisse, de faible consommation dans la région et de production hydraulique modérée dans les Alpes. L'axe 400 kV Bayet - Grépilles - Charpenay à l'ouest (qui relie la zone de Vichy à Lyon) et l'axe Génissiat - Vielmoulin - Creney 400 kV (reliant Annecy à Troyes) font également l'objet d'une surveillance car ils pourraient entrer en contrainte en fonction des évolutions du mix énergétique dans la région.

Plus au sud, les flux d'énergie seront largement influencés par le développement important du photovoltaïque en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Occitanie, l'accroissement des échanges avec l'Espagne et la perspective de déclassement de groupes nucléaires. En fonction de l'importance de ces évolutions, des phénomènes de saturation pourraient intervenir entre les postes Tricastin et Coulange (Montélimar).

6. Projets 408 et 409

Ceci justifie le fait que l'axe Rhône-Bourgogne ait été identifié comme l'une des quatre « zones de fragilité nationales » du SDDR, à la fois au nord (connexion avec la région parisienne *via* la Bourgogne-Franche Comté) et au sud (connexion avec le littoral méditerranéen).

Des études sont en cours sur le sud de cette zone de fragilité[6] afin d'envisager en premier lieu des solutions légères en exploitation (visant à ré-aiguiller les flux et soulager les axes concernés), voire des solutions structurantes consistant à augmenter les capacités de transit du réseau existant. Le besoin précis sera affiné en fonction de la trajectoire définitive retenue sur le nucléaire ; néanmoins le délai de 3 ans figurant actuellement dans le projet de PPE apparaît comme un préavis insuffisant pour une bonne planification des aménagements à réaliser sur le réseau (voir chapitre 12).

Enfin, compte-tenu de l'amplification des flux nationaux Nord-Sud et Sud-Nord liés au développement des énergies renouvelables, et à la structure limitante de ces réseaux anciens, l'extrémité ouest de la région pourra être concernée par le renforcement de l'axe « Massif central-Centre ». **Cette zone est en effet identifiée comme l'une des quatre zones de fragilité du SDDR *(voir fiches sur la région Centre-Val de Loire et Occitanie).***

Renouvellement

Au-delà du rythme naturel de renouvellement du réseau, la région Auvergne-Rhône-Alpes est concernée, dans une moindre mesure que dans d'autres régions, par les problématiques de corrosion mentionnées dans le chapitre 2.

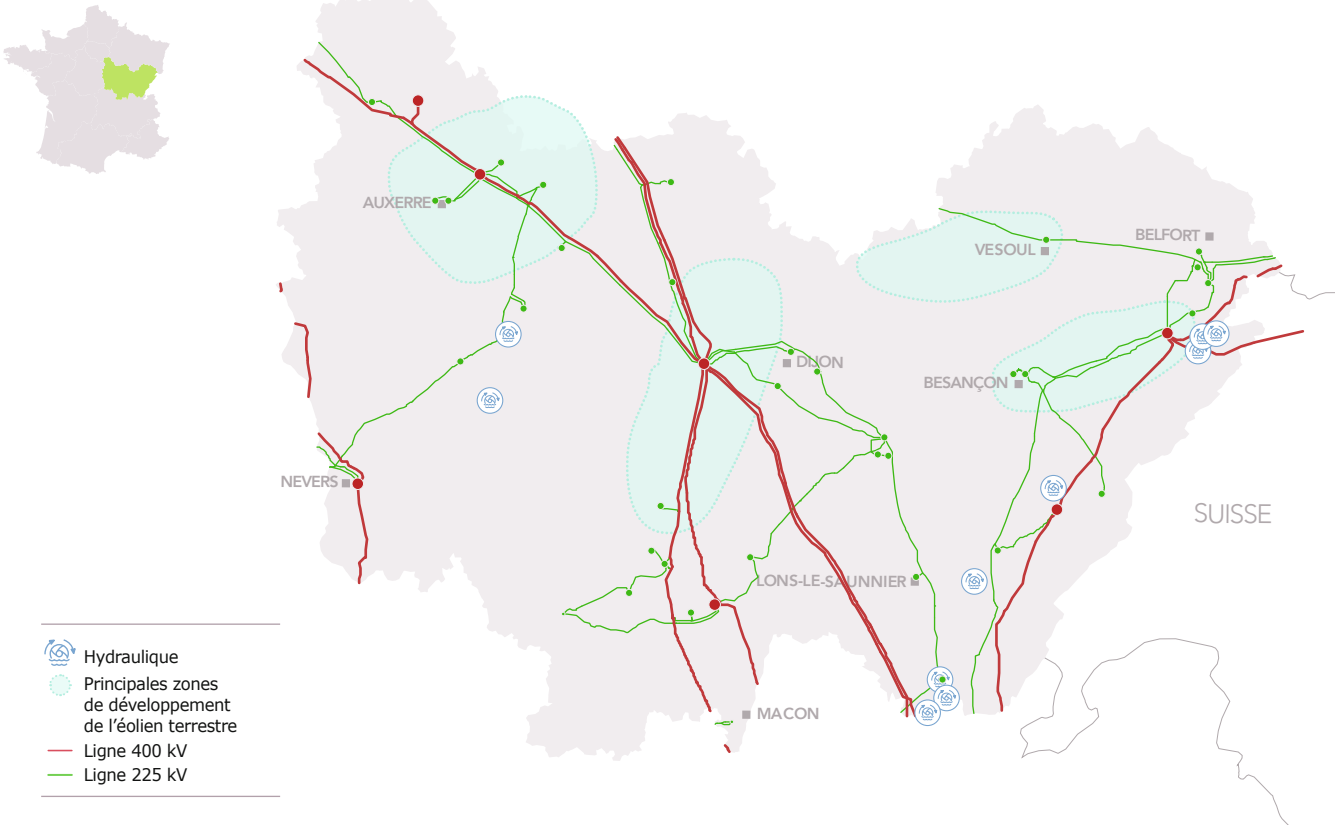
Par ailleurs, plusieurs de ses postes sont intégrés aux opérations importantes de réhabilitation, de reconstruction, ou de couverture de postes électriques sous enveloppe métallique dont le vieillissement engendre des émissions de SF_6 et des risques sur la continuité de service. À ce titre, la reconstruction des postes de « Coulange 400 kV » (Montélimar) et « Génissiat 225 kV » (Est de l'Ain) seront ainsi mises en œuvre d'ici 2030.

Interconnexions

Le renforcement de l'interconnexion entre la France et la Suisse[7] consiste dans un premier temps en l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste de Foretaille (Suisse), puis, dans un second temps, en le remplacement des conducteurs par des câbles à faible dilatation sur l'axe Creys - Saint-Vulbas associé à l'installation d'un transformateur déphaseur au poste de Cornier. Le projet avait été mis en attente suite à la parution du plan décennal européen (TYNDP) 2016, dans lequel il n'apparaissait pas rentable. Les nouvelles études réalisées dans le cadre du TYNDP 2018 et du présent SDDR montrent un intérêt économique à renforcer l'interconnexion France-Suisse, conduisant à positionner le projet dans le paquet 2. Des études vont être menées avec Swissgrid pour préciser le projet à engager.

7. Projet 446

La région Bourgogne-Franche-Comté



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**7253 km**
Liaisons souterraines	**300 km**
Lignes d'interconnexion	**3**
Postes électriques	**190**

S3REnR BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ (vision mai 2019)

Bourgogne		Franche-Comté	
Date de publication	**21/12/2012**	Date de publication	**12/09/2014**
Quote-part	**23,46 k€/MW**	Quote-part	**11,02 k€/MW**
Capacités réservées	**1479 MW**	Capacités réservées	**731 MW**
Taux d'affectation	**49%**	Taux d'affectation	**42%**

SYNTHÈSE

Aujourd'hui fortement importatrice d'électricité et connaissant un développement éolien et solaire modéré, la Bourgogne-Franche-Comté ambitionne de devenir région à énergie positive à l'horizon 2050. Les objectifs de développement pour les énergies renouvelables électriques, notamment pour le photovoltaïque, sont élevés.

Face à cette ambition, les enjeux majeurs de la région porteront sur le raccordement de ces nouvelles installations et les adaptations associées des réseaux de répartition dans certaines zones, notamment le nord de la région. Le renforcement du réseau de grand transport sur l'axe «Rhône-Bourgogne» figure également parmi les actions à engager dans une optique d'adaptation structurelle du réseau au nouveau mix électrique.

État des lieux

Le réseau de transport d'électricité en Bourgogne-Franche-Comté s'est progressivement développé autour de deux caractéristiques structurantes du territoire : le développement d'un arc métropolitain entre Belfort et Mâcon, et des échanges croissants entre la vallée du Rhône, le Bassin parisien et les frontières allemande et suisse. Le réseau de transport permet de desservir ce territoire par un réseau maillé, notamment autour de Dijon et de plusieurs agglomérations (Besançon, Belfort-Montbéliard, Chalon-sur-Saône, Mâcon, Dole, Sens, Auxerre et Nevers). Il permet également d'assurer les transits à l'échelle du pays *via* trois grands couloirs électriques à 400 kV, orientés nord-sud : un premier à l'ouest de la région, un deuxième, constitué de plusieurs ouvrages de grand transport, au centre et le dernier à l'est. Ces ouvrages jouent un rôle charnière pour l'alimentation électrique du territoire.

Avec une production qui couvre 16 % de sa consommation électrique locale, la région est très fortement importatrice d'électricité. Ceci s'explique par le fait qu'aucune centrale nucléaire, ni hydroélectrique ou thermique de forte capacité ne soit installée sur le territoire. Le parc de production régional de plus de 1 900 MW est composé à 80 % d'énergies renouvelables (36,2 % d'éolien, 26,7 % d'hydraulique, 13,9 % de solaire et 3,5 % de bioénergies) et a produit près de 3,5 TWh en 2018. Ce parc de production EnR est en croissance sensible (7,8 % en 2018).

La consommation électrique régionale a atteint 20 TWh en 2018 et malgré la hausse de consommation de certaines agglomérations (notamment Dijon), la tendance à l'échelle régionale est stable. Avec 4,5 % de la consommation nationale, la région fait partie des territoires les moins consommateurs d'électricité en France.

Historiquement, la région Bourgogne-Franche-Comté est un territoire industriel. Elle possède plusieurs pôles industriels, comme la construction automobile à Sochaux, la production de motrices ferroviaires à Belfort, la conception d'équipements pour le nucléaire au Creusot ou encore la chimie et la parachimie. La part de la consommation régionale de la grande industrie est de 14,5 % et celle des PME/PMI 39,2 % en 2018, soit davantage que la moyenne nationale. Du fait de cette concentration d'industries, la qualité de fourniture de l'électricité représente un enjeu majeur pour les acteurs régionaux. L'ambition de la Bourgogne-Franche-Comté dans le maintien et le développement de l'industrie sur le territoire est importante et inclut des politiques en faveur des nouvelles filières énergétiques comme la production et l'utilisation d'hydrogène décarboné ou encore la production de batteries pour l'automobile.

Dans l'ensemble, le rythme actuel de développement de l'éolien ou du solaire ne conduit pas à saturer les S3REnR existants, qui présentent des quotes-parts parmi les plus faibles de France. Fin mai 2019, 49 % des capacités du schéma de l'ancienne région Bourgogne étaient affectées, et 42 % pour le schéma franc-comtois. Les principaux projets prévus par ces schémas sont achevés ou en cours de finalisation (notamment les postes de Joux-la-Ville, Vingeanne et Les Varoilles). Pour autant, la concentration de parcs éoliens dans l'Yonne, le nord de la Côte d'Or, la Haute-Saône et le nord du Doubs commence à soulever des enjeux spécifiques dans ces zones.

La région Bourgogne-Franche-Comté s'est engagée dans une démarche REPOS (région à énergie positive) à l'horizon 2050, qui s'appuie sur la valorisation des ressources naturelles du territoire comme la biomasse (au travers du bois-énergie ou de la méthanisation), le développement massif du photovoltaïque et de la filière hydrogène.

Vision du réseau à moyen terme

À l'horizon 2025, le niveau des transformations à apporter au réseau en Bourgogne-Franche-Comté ne relève pas de travaux d'envergure mais d'adaptations ponctuelles, notamment pour accueillir la production EnR.

Même si les deux schémas S3REnR ne sont pas proches de la saturation, les demandes de raccordement pour l'éolien et le photovoltaïque sont concentrées sur plusieurs zones précises, et nécessitent des adaptations des deux schémas en vigueur. Cela se traduit par la création de postes sur le réseau existant, notamment en Haute-Saône, au nord et au nord-est de la Côte d'Or et dans une moindre mesure à l'ouest de la Saône-et-Loire.

Le nord-est de la région est traversé par un axe 225 kV Creney (Troyes) - Rolampont (Langres) - Pusy (Vesoul) - Mambelin (Belfort). Si cet axe est une ossature indispensable pour l'évacuation de la production EnR de la région mais aussi celle de la région Grand Est, il est également traversé par des flux inter-régionaux et internationaux (vers la Suisse et l'Allemagne). Les perspectives d'évolution de la production EnR dans la zone, combinées aux scénarios sur les échanges internationaux font apparaître des contraintes sur cet axe à moyen terme. RTE étudie actuellement des renforcements légers (matériels à installer dans les postes), adaptés à la nature de ces contraintes. Des adaptations plus structurantes pourraient s'avérer nécessaires à plus long terme, en fonction de l'évolution des phénomènes influant les transits sur cet axe.

Pour pousser plus loin l'utilisation des infrastructures existantes, RTE développe de nouvelles solutions *«smart grid»*, décrites au chapitre 4. La Bourgogne-Franche-Comté, a été choisie par RTE avec deux autres sites en France pour accueillir une nouvelle solution de batterie (projet *RINGO*) qui sera raccordée à partir de 2020 au poste de Vingeanne, et permettra d'accroître la possibilité d'accueil de production EnR tout en limitant le recours à la construction de nouveaux ouvrages sur le réseau. Un nouveau type de capteur *(le Dynamic Line Rating),* placé directement sur les lignes électriques aériennes et permettant d'augmenter le transit dans certaines conditions météorologiques, est également mis en œuvre dans le nord de la Côte d'Or pour accroître l'évacuation de la production électrique de parcs éoliens.

S'agissant de la consommation, la sécurisation de l'alimentation de certaines agglomérations se traduit par la mise en œuvre de raccordements de nouveaux postes de distribution, notamment aux alentours de Dijon[1].

1. Projet 431 et 952 en 2019 et projet 804 en 2021

Enjeux à partir de 2025

À l'horizon 2031-2035, hormis une zone spécifique, les caractéristiques du réseau de transport en région Bourgogne–Franche-Comté ne devraient pas évoluer en profondeur, même en anticipant la forte croissance de la production locale d'énergies renouvelables.

Réseau de répartition

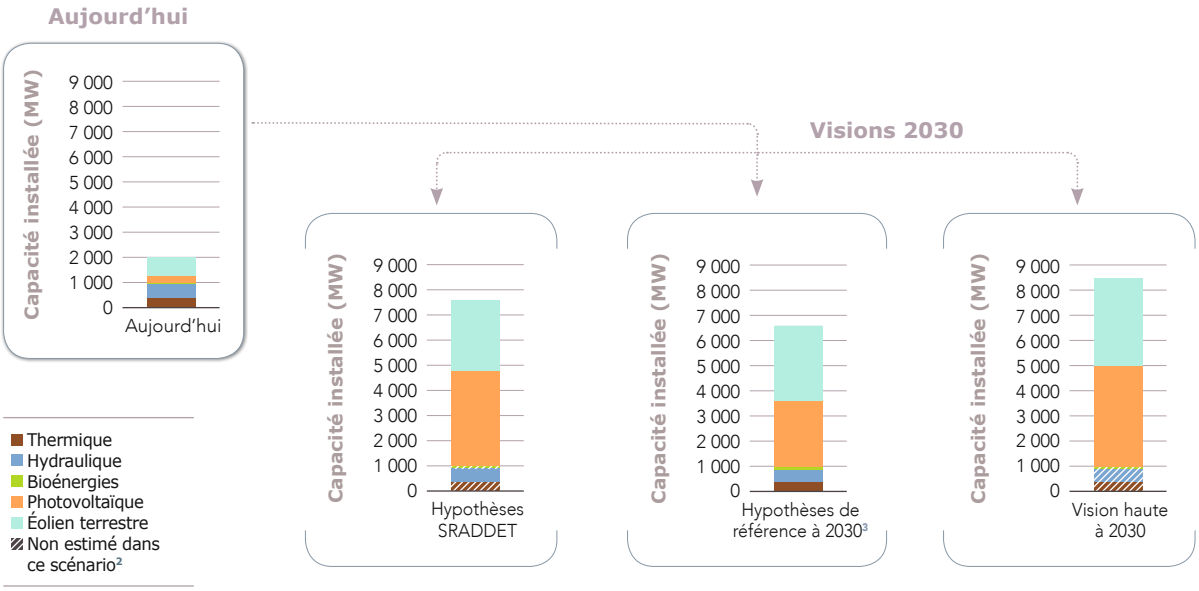
S'agissant de l'éolien, les différents scénarios utilisés dans le SDDR sont fortement convergents et et impliquent une croissance modérée (en volume) d'ici 2030 (2800 MW dans la variante SRADDET, 3500 MW dans la vision haute, 3010 MW dans le scénario de référence pour 2030, voir figure ci-dessous). Ces trajectoires ne conduisent pas à des adaptations structurantes des réseaux de répartition. Elles pourraient se prolonger avec, pour la région, un objectif de plus de 4000 MW de production en 2050.

S'agissant du solaire, les scénarios présentent quelques différences mais demeurent proches (3800 MW dans la variante SRADDET, 4000 MW dans la vision haute, 2620 MW dans le scénario de référence pour 2030). Les scénarios régionaux nécessitent une accélération importante à partir de 2021-2025, qui pourrait se prolonger au-delà de 11 GW à l'horizon 2050. Le scénario REPOS de la région repose en effet en grande partie sur l'intensification du développement de la filière solaire au sein du territoire, la région présentant des friches industrielles et un potentiel d'ensoleillement important.

Dans tous les cas, les réseaux de répartition devront faire l'objet d'adaptations et de création de postes source pour intégrer cette production.

Les premières réflexions sont en cours concernant la révision des deux schémas actuels au périmètre de la nouvelle région qui devrait

Figure 7.5 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



2. Reprise des données du scénario de référence
3. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

aboutir en 2020. Elles confirment la localisation des principaux gisements éoliens régionaux et devraient mener à la création de nouveaux ouvrages de transport d'électricité de plus forte ampleur, notamment dans le Doubs, en limite de la Côte d'Or et la Haute-Saône, et entre Montbard et Tonnerre. La localisation de la production photovoltaïque et ses modalités de développement (parc au sol ou toiture) aura une incidence sur les besoins d'adaptation du réseau de transport. Un travail est engagé avec les acteurs de la filière, la région et l'État pour affiner et anticiper les besoins de cette production, ainsi que les évolutions de réseaux associées à adjoindre au nouveau schéma.

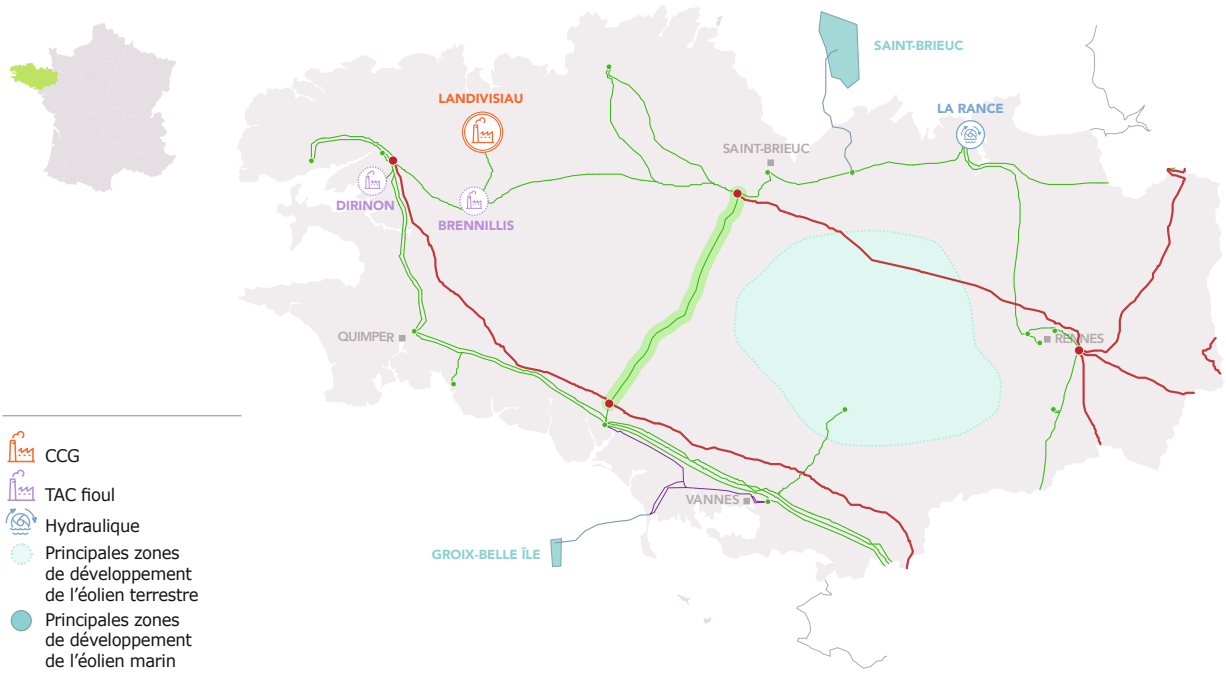
Réseau de grand transport

Les transits sur le réseau de grand transport dépendent aujourd'hui largement de l'évacuation de la production nucléaire de la vallée du Rhône et des usines hydrauliques des Alpes, et des échanges électriques avec la Suisse et l'Italie. Ils sont identifiés dans tous les scénarios comme particulièrement contraints à l'horizon 2030.

Avec le développement d'une nouvelle interconnexion franco-italienne de 1 200 MW et le déclassement possible de réacteurs nucléaires en vallée du Rhône, l'axe Génissiat - Vielmoulin - Creney 400 kV (reliant Annecy à Troyes) est susceptible de présenter des contraintes : il fait à ce titre l'objet d'une surveillance particulière. **Cet axe constitue la partie nord de la zone de fragilité « Rhône-Bourgogne », l'une des quatre zones de fragilités nationales identifiées dans le SDDR.**

Des études sont en cours sur cette liaison et conduiront à recourir à des solutions graduelles, selon l'évolution des contraintes : solutions légères en exploitation visant à ré-aiguiller les flux et soulager les axes concernés, ou solutions plus structurantes consistant à augmenter les capacités du réseau existant. La consistance et l'échéance de ces renforcements seront affinées en fonction du calendrier précis d'arrêt des réacteurs nucléaires concernés par la trajectoire de la PPE, et leur bonne planification dépend donc largement du préavis avec lequel ce calendrier sera établi par l'exploitant.

La région Bretagne



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	5320 km
Liaisons souterraines	310 km
Postes électriques	142

S3REnR BRETAGNE (vision mai 2019)

Date de publication	07/08/2015
Quote-part	10,47 k€/MW
Capacités réservées	1065 MW
Taux d'affectation	35%

SYNTHÈSE

Le niveau de production d'électricité en Bretagne est faible au regard de sa consommation. Ceci donne toute sa valeur au réseau de transport d'électricité. De plus, les investissements importants réalisés depuis 2011 sur de nouveaux ouvrages ou matériels ont permis d'améliorer sensiblement une alimentation jusqu'alors structurellement fragile.

Pour autant la sécurité d'alimentation de la région reste sous surveillance : en effet, même si la consommation d'électricité tend à se stabiliser, le rythme d'implantation de nouvelles productions reste insuffisant. Les productions régionales en projet, notamment les EnR et les EMR vont venir accompagner les mutations en œuvre dans les régions voisines qui ont historiquement alimenté la région en électricité. Les enjeux à venir sur le réseau RTE seront de favoriser l'accueil de ces nouvelles productions, la réalisation des investissements en matière de réseaux électriques intelligents et la rénovation des ouvrages sur la zone littorale.

En complément, dans le cadre de la Breizh Cop, RTE a pris des engagements forts pour accompagner les transitions en Bretagne comme par exemple les dispositifs Ecowatt-Eco2mix pour la maîtrise de la demande, la participation à la filière d'excellence de l'éolien flottant, le lancement d'une démarche d'économie circulaire ou la gestion alternative de la végétation sous nos lignes en faveur de la biodiversité.

État des lieux

La Bretagne est une « péninsule électrique » : l'énergie qui y est produite ne représente que 17 % de l'électricité consommée dans la région. Cette situation, avérée depuis de longues années, justifie une vigilance spécifique et des programmes d'action sur tous les déterminants de l'approvisionnement en électricité : la consommation, le parc de production, et le réseau.

La consommation électrique tend à se stabiliser depuis plusieurs années : depuis 2010, la consommation, corrigée des aléas climatiques, a crû de 0,7 % par an en moyenne, pour atteindre 21,5 TWh en 2018. La région Bretagne voit sa population augmenter de plus de 18 000 habitants par an (sur une population totale d'environ 3,4 millions d'habitants). Toutefois la tendance à la stabilisation de la consommation, observée également dans les prévisions à l'échelle nationale, devrait se confirmer dans les prochaines années : l'effet des mesures d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande tend en effet à compenser les effets haussiers associés à l'évolution démographique, au développement économique et aux nouveaux usages de l'électricité.

Le parc de production (2 537 MW à fin 2018) est faiblement développé en Bretagne. Il est composé d'énergies renouvelables (1 572 MW de puissance installée à fin 2018, avec notamment des éoliennes, quelques barrages hydroélectriques, l'usine marémotrice de la Rance) et des turbines à combustion au fioul (à Brennilis et Dirinon, dans le département du Finistère). La production totale de la région est de 3,85 TWh en 2018 (0,7 % de l'énergie produite en France).

Ce déséquilibre structurel a amené RTE et les collectivités territoriales à travailler conjointement depuis 2010 à la résorption de cette fragilité dans le cadre de la Conférence bretonne de la transition énergétique. Dans ce cadre, RTE a fortement investi dans le renforcement du réseau qui assure l'acheminement de l'électricité depuis les régions voisines, la Normandie et les Pays de la Loire. Fin 2017 et conformément aux engagements pris dans le Pacte électrique breton, RTE a mis en service le « filet de sécurité Bretagne », une ligne souterraine 225 kV reliant le nord (Saint-Brieuc), le centre (Mûr-de-Bretagne) et le sud (Lorient) de la Bretagne et permettant de renforcer le maillage du réseau.

Cette situation spécifique place la Bretagne, au sein d'une zone électrique « Grand ouest », faisant l'objet d'une attention toute particulière en matière de tenue de tension. Celle-ci est détaillée dans la synthèse du Bilan prévisionnel 2018 et son rapport complémentaire édité en avril 2019.

En matière de production d'électricité, la zone Grand ouest est engagée dans une large transformation. La fin de la production d'électricité à base de charbon concerne notamment la centrale de Cordemais située en Loire-Atlantique. Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 et de ses compléments remis au ministre d'État en avril 2019, RTE a estimé que la fermeture de cette centrale était conditionnée à l'évolution coordonnée de la production de la zone Grand ouest en général (EPR Flamanville, CCG de Landivisiau, parcs éoliens en mer), et à la mise en service de l'EPR de Flamanville en particulier.

Concernant plus spécifiquement la production EnR en Bretagne, les travaux préparatoires au futur SRADDET ont débuté et doivent aboutir à un projet pour la fin d'année 2019.

C'est un réseau encore plus flexible qui permettra d'intégrer les nouveaux usages de consommation tout en accélérant le développement des EnR. Membre fondateur de l'association SMILE[1], RTE a engagé en Bretagne un ambitieux plan de numérisation de ses infrastructures.

1. SMILE *(Smart Ideas to Link Energies)* est un projet collaboratif sur les régions Bretagne et Pays de la Loire, co-présidé par les deux Conseils régionaux, pour le développement d'une filière économique dans le domaine des *smart grids*.

Vision du réseau à moyen terme

Des investissements sont en cours ou à venir à moyen terme pour accueillir les énergies renouvelables terrestres et en mer, pour consolider la sécurité d'alimentation régionale ou locale ou encore pour pérenniser et renouveler le réseau existant.

Accueil des énergies renouvelables

L'accroissement de la production renouvelable, au cours des prochaines années, sera principalement lié au développement des énergies marines. Le raccordement du parc éolien en mer de Saint-Brieuc[2] (500 MW) est annoncé pour une mise en service à l'horizon 2023. Le 24 juillet 2019, le Conseil d'État a rendu plusieurs décisions permettant de purger de recours un certains nombres d'autorisations nécessaires aux projets de Saint-Brieuc (ainsi que Courseulles-sur-Mer et Fécamp).

La mise en service du parc pilote éolien flottant de Groix et Belle-Île[3] est pour sa part attendue pour 2022. Il doit contribuer au lancement d'une filière industrielle dans la perspective de futurs parcs commerciaux notamment en Bretagne. Selon les dernières annonces du Gouvernement, en date du 14 juin 2019, un appel d'offres doit en particulier être lancé en 2021 pour l'attribution d'un parc éolien flottant de 250 MW au sud de la Bretagne. En fonction des prix observés, ce parc aura vocation à être étendu à une capacité de 750 MW afin de bénéficier de solutions de raccordement mutualisées.

Le développement des énergies renouvelables terrestres étant modéré en Bretagne, les capacités du S3REnR breton (validé en 2015) sont loin d'être saturées (35 % du niveau cible à fin mai 2019). En conséquence, les adaptations à réaliser sur le réseau de transport sont marginales, en dehors des ouvrages de raccordement.

Enjeux de sécurisation et d'alimentation

Le futur cycle combiné gaz de Landivisiau contribuera à la sécurité d'approvisionnement électrique de la Bretagne. Sa mise en service est prévue en décembre 2021. La nouvelle centrale sera raccordée au réseau par une liaison à 225 kV d'environ 18 km entre le poste existant de La Martyre et le site d'implantation de la centrale[4].

Des renforcements localisés seront également nécessaires pour sécuriser l'alimentation de la métropole rennaise : raccordement d'un poste source à l'ouest de Rennes[5] et renforcement du réseau au nord de l'Ille-et-Vilaine[6].

L'ossature numérique

Le couplage des technologies numériques et électriques fait partie des solutions présentées dans le SDDR pour tirer le meilleur parti des infrastructures existantes et développer de nouvelles solutions de flexibilité. Le poste de Bezon dans le Morbihan a notamment été retenu pour déployer une nouvelle génération de poste, concentrant un nouveau palier technique de contrôle-commande et des flexibilités. Cet investissement s'inscrit dans l'engagement de RTE auprès de l'association SMILE et des territoires pilotes et vitrines dans le développement des réseaux électriques intelligents.

Renouvellement

Au-delà de l'application des politiques de renouvellement du réseau, le réseau en région Bretagne fait face, comme sur tout le littoral, à des phénomènes de corrosion accélérée du fait des pollutions salines. Les politiques de renouvellement décrites dans le chapitre 2 du SDDR trouvent ainsi largement à s'appliquer en Bretagne, avec le démarrage au cours des prochaines années d'un programme de rénovation de plus de 1 200 pylônes métalliques dans la région.

2. Projet 422
3. Projet 929
4. Projet 353
5. Projet 887 : en 2020
6. Projets 816 et 977 de 2019 à 2023

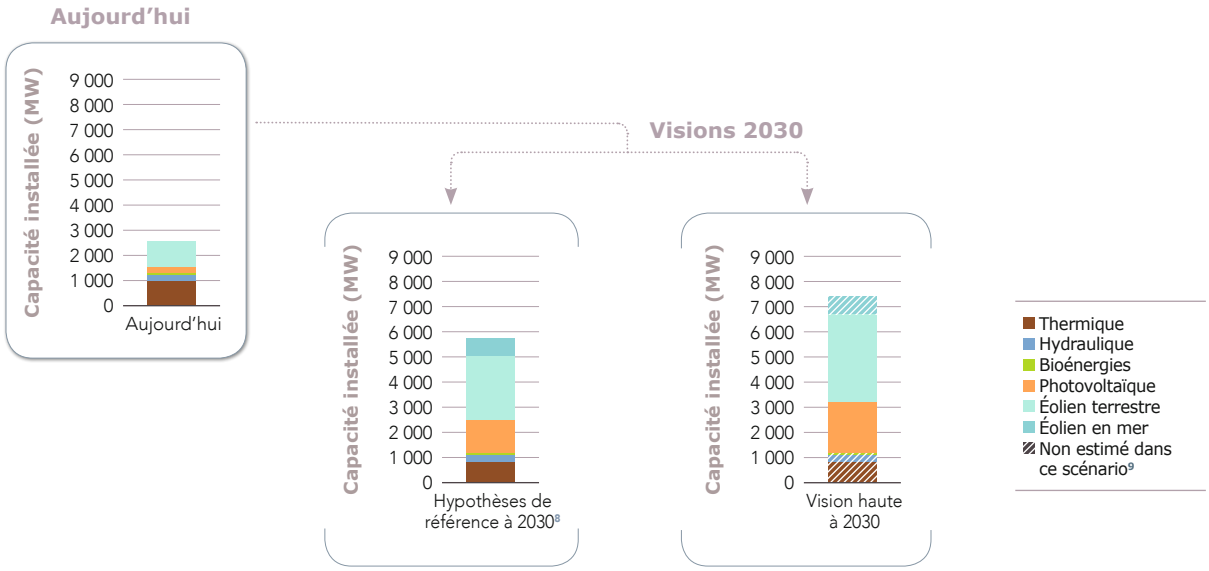
Enjeux à partir de 2025

À plus long terme, la région Bretagne, comme les autres parties du territoire, est caractérisée par des perspectives de croissance de la production renouvelable. S'agissant des énergies marines, la Bretagne accueillera le premier appel d'offre pour de l'éolien flottant commercial en Bretagne (lancement en 2021, pour 250 MW). Ce parc aura vocation à être complété ultérieurement pour atteindre une puissance totale de 750 MW tout en profitant d'un raccordement électrique mutualisé selon les principes exposés au chapitre 6.

Par ailleurs, la région va définir ses nouvelles ambitions de développement EnR dans le cadre de son futur SRADDET. S'agissant de l'éolien, les deux scénarios utilisés dans le SDDR présentent des visions contrastées à l'horizon 2030 (environ 2500 MW dans le scénario de référence, contre 3500 MW dans la vision haute), mais impliquent *a minima* un doublement de la puissance éolienne actuelle. Les nouvelles installations devraient conduire à des évolutions des réseaux de répartition, avec éventuellement des créations de nouveaux postes source, selon la localisation des énergies renouvelables à raccorder. S'agissant du solaire, les deux scénarios sont un peu plus proches (environ 1300 MW dans le scénario de référence pour 2030, 2000 MW dans la vision haute).

La Bretagne est concernée par un projet d'interconnexion avec l'Irlande (projet Celtic Interconnector[7]). Il consiste en une liaison de 700 MW sous-marine à courant continu reliant La Martyre (Finistère) à Cork (Irlande). Dans le contexte de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, ce projet bénéficie d'un soutien politique réaffirmé en octobre 2017 lors de la déclaration conjointe du Président de la République française et du Premier ministre irlandais. Le 31 mai 2019, les directions de RTE et d'Eirgrid (gestionnaire de réseau irlandais) ont signé une demande conjointe de subvention européenne, à hauteur de 667 M€. Ce projet est intégré à la trajectoire de développement du SDDR, dans le « paquet 2 » (voir chapitre 5).

Figure 7.6 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



7. Projet 437
8. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
9. Reprise des données du scénario de référence

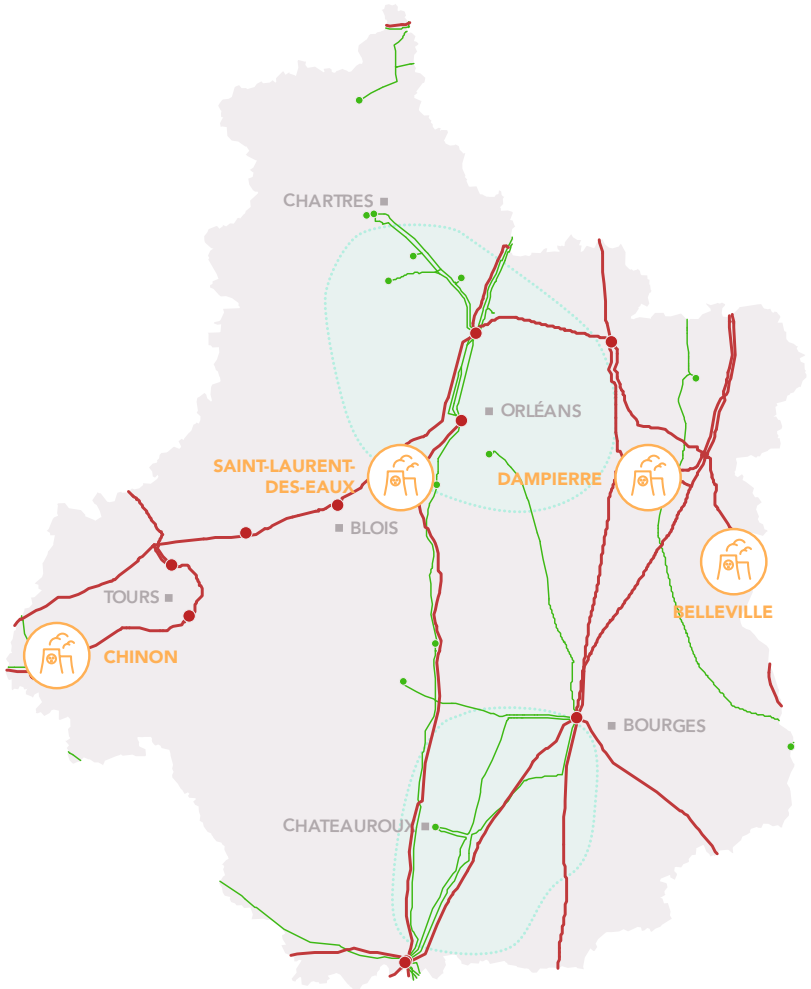
La région Centre-Val de Loire

LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**6770 km**
Liaisons souterraines	**100 km**
Postes électriques	**145**

S3REnR CENTRE-VAL DE LOIRE (vision mai 2019)

Date de publication	**05/07/2013**
Quote-part	**21,02 k€/MW**
Capacités réservées	**1683 MW**
Taux d'affectation	**65%**



SYNTHÈSE

La région Centre-Val de Loire est fortement productrice et «exportatrice» en électricité. Au-delà de l'alimentation de la zone, le réseau de transport est structuré pour acheminer cette électricité vers les zones de consommation, notamment l'ouest (Bretagne et Pays de la Loire) et le Bassin parisien. Les évolutions du mix électrique en France et en Europe – intégrant la perspective de fermeture de réacteurs nucléaires le long de la Loire durant la période de la PPE et jusqu'en 2035 – conduisent à augmenter les flux nord-sud, notamment sur les lignes de grand transport de la région, qui figurent parmi les plus anciennes du réseau. À ce titre, la zone «Massif central - centre» a été caractérisée comme la première zone de fragilité nationale dans le SDDR, et des renforcements sur ces axes devront être engagés au cours des prochaines années.

Une croissance importante des énergies renouvelables, et notamment de l'éolien, est également anticipée, en ligne avec les orientations de la région (l'année 2019 a été marquée par le lancement, en avril, de l'ACTE – Assemblée pour le climat et la transition écologique, et la diffusion des objectifs du SRADDET). Les réseaux de répartition devront être adaptés pour accueillir ces nouvelles capacités, notamment dans les zones qui ont déjà connu un développement important (Eure-et-Loir, Indre).

État des lieux

La région Centre-Val de Loire est fortement productrice d'électricité (78 TWh en 2018), et faiblement consommatrice (17,5 TWh soit environ 4 % de la consommation nationale). Elle affiche le solde exportateur le plus important de France. Les capacités de production installées dans la vallée de la Loire jouent un rôle clé dans l'alimentation de la région parisienne et de l'ouest de la France, et notamment de la Bretagne.

Le réseau assure l'alimentation des agglomérations de la région, mais est surtout organisé autour (1) des centrales de production historiques que constituent les centrales nucléaires, (2) d'axes nord-sud, plutôt anciens, permettant de connecter la région parisienne au Massif central, et (3) d'une transversale est-ouest, le long de la Loire, permettant d'alimenter les Pays de la Loire et la Bretagne.

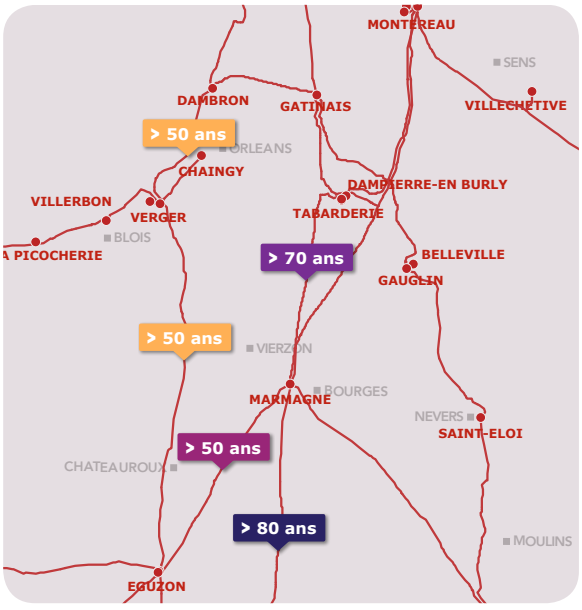
Les capacités de production, en région Centre-Val de Loire, consistent principalement en 12 réacteurs nucléaires, répartis en quatre sites le long de la Loire (Belleville dans le département du Cher, Dampierre dans le Loiret, Saint-Laurent-des-Eaux dans le Loir-et-Cher, et Chinon dans l'Indre-et-Loire). Ces centrales couvrent près de 16 % de la consommation électrique de la France, et plus de 2 % de la consommation électrique européenne. Comme en vallée du Rhône, leur desserte relève donc d'un enjeu particulièrement stratégique. Trois de ces sites (Dampierre, Saint-Laurent et Chinon) sont concernés par les évolutions prévues à moyen terme dans le projet de PPE, c'est-à-dire par la perspective d'un arrêt de certains réacteurs sur la période 2028-2035. Dans le cas général, ces arrêts devraient intervenir à l'horizon de la cinquième visite décennale des réacteurs concernés, et être confirmés trois ans avant leur mise en œuvre.

Indépendamment des modalités et du calendrier précis d'arrêt de ces réacteurs – qui devraient se clarifier progressivement –, la diminution programmée de la capacité électronucléaire installée le long de la Loire constitue une hypothèse d'entrée du SDDR, et un paramètre dimensionnant à prendre en compte pour l'adaptation du réseau de grand transport.

Les axes 400 kV nord-sud de la région font un lien électrique entre l'Île-de-France, la zone d'Orléans et le Massif central (*via* le poste d'Éguzon situé au sud de Châteauroux). Il s'agit d'un réseau ancien, construit initialement en 225 kV dans la première moitié du XXe siècle pour évacuer la production hydraulique des Pyrénées et du Massif central vers Paris et le nord du pays, puis adapté en 400 kV dans les années 1950, mais les câbles conducteurs de ces lignes sont anciens (voir figure 7.8 ci-dessous). **Ces axes font partie d'une des quatre zones de fragilité du réseau identifiées dans le SDDR : la zone « Massif central - centre ».** Les évolutions en cours dans le mix électrique français et européen vont en effet conduire à accroître les transits sur ces lignes du réseau de grand transport, pour lesquelles des renforcements seront à prévoir.

La région comprend certaines zones de concentration d'éoliennes, notamment dans le nord de la région (Eure-et-Loir), qui a été l'une des premières zones de France à être équipée d'éoliennes. Le développement des EnR, et notamment de l'éolien, devrait s'accentuer au cours des prochaines années et solliciter fortement les réseaux de répartition, qui ne sont pas suffisamment dimensionnés dans certaines zones de faible consommation électrique.

Figure 7.8 Âge des conducteurs des axes à 400 kV nord-sud de la région (au 1er janvier 2020)



Vision du réseau moyen terme

Sécurisation de l'alimentation des agglomérations

En Centre-Val de Loire, plusieurs renforcements seront nécessaires au cours des prochaines années, autour des métropoles d'Orléans et de Tours pour l'accompagnement des projets urbains. Ces projets consistent à raccorder de nouveaux postes de distribution en 2020, à Orléans[1] et à Tours[2].

Adaptation pour l'accueil des EnR

Le développement à date des énergies renouvelables a conduit à affecter, à fin mai 2019, 65 % des capacités réservées dans le schéma S3REnR publié en 2013. Un projet de raccordement d'un parc éolien[3] est notamment en cours de réalisation pour 2020. De nouveaux gisements, importants, ont émergé localement au sud de l'agglomération de Chartres. Une première adaptation du S3REnR a été mise en œuvre début 2019, qui va permettre la création d'un nouveau transformateur dans le poste de Voves, et une seconde adaptation a été lancée dans la même zone en mars 2019, pour renforcer le poste de Bonneval, afin de dégager les capacités nécessaires à l'accueil des projets EnR dans cette zone. La deuxième adaptation est en cours. Toutefois, des évolutions plus structurantes du réseau seront probablement nécessaires pour accueillir les futurs projets EnR dans cette zone, elles seront précisées dans le cadre de la révision du schéma.

Adaptation du réseau 400 kV

Le réseau de grand transport nord-sud décrit plus haut est un « pivot électrique » du réseau qui est influencé par les EnR de la région, mais aussi par de nombreuses autres évolutions du réseau en France et en Europe. On constate que ce réseau est de plus en plus chargé. En particulier, deux axes risquent d'être saturés dans les prochaines années :

- La ligne entre Eguzon (sud de l'Indre) et Marmagne (près de Bourges)
- La ligne entre Dambron (sud de l'Île-de-France) et Verger (centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux)

Pour ces deux lignes, les simulations montrent que la tendance d'augmentation des transits est durable, mais avec une dynamique encore incertaine. De ce fait, RTE étudie des stratégies permettant de traiter à moindre coût les contraintes à l'horizon 2025, et de se préparer à des congestions plus importantes par la suite.

Pour la première ligne, un remplacement des câbles conducteurs et un renforcement de pylônes[4] sont prévus en 2022. La seconde fait actuellement l'objet d'études approfondies pour optimiser son transit qui pourraient déboucher sur des travaux légers à l'horizon 2025.

Renouvellement

La région est concernée par un enjeu de renouvellement d'ouvrages aériens, notamment les ouvrages 90 kV permettant l'alimentation du réseau ferroviaire.

De plus, la région est concernée par le « Plan PSEM » (voir chapitre 2). Sont prévues dans ce cadre des opérations de renouvellement ou de couvertures de postes électriques sous enveloppe métallique sur trois postes.

Enjeux à partir de 2025

À plus long terme, les principales caractéristiques énergétiques de la région semblent désormais bien dessinées : une région toujours faiblement consommatrice d'électricité, une accélération du développement de l'éolien, et la fermeture de certains réacteurs nucléaires le long de la Loire tout en maintenant les sites existants. Les caractéristiques de la région, et notamment son bilan électrique exportateur, devraient dès lors perdurer dans l'ensemble, tout en devenant plus variables selon les conditions météorologiques.

S'agissant de l'éolien, le scénario du SRADDET correspond à la vision haute utilisée dans le SDDR, le scénario de référence à 2030 se positionnant

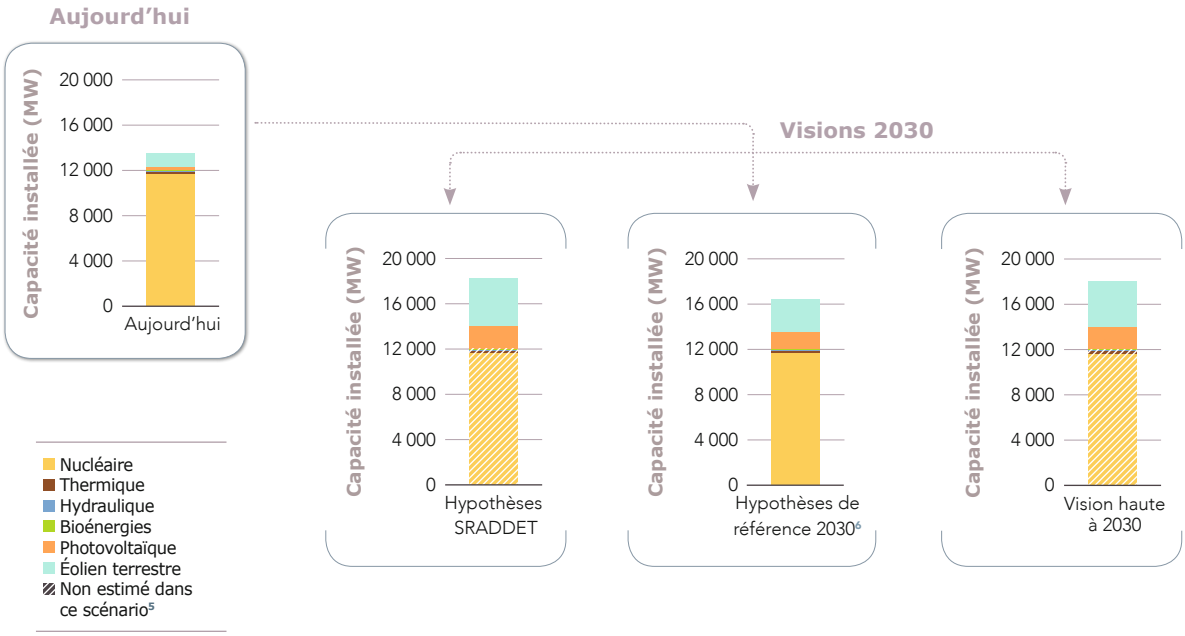
1. Projet 171
2. Projet 818
3. Projet 931
4. Projet 1009

en retrait (4300 MW dans la variante SRADDET, 4000 MW dans la vision haute, contre un peu moins de 3000 MW dans le scénario de référence pour 2030). L'ensemble de ces visions indique une multiplication par un facteur de 2,5 *a minima* de la puissance installée d'ici à 2030 (voir figure suivante).

Concernant le solaire, les scénarios utilisés dans le SDDR présentent des visions proches (1950 MW dans la variante SRADDET, 2000 MW dans la vision haute et 1480 MW dans le scénario de référence pour 2030), nécessitant une forte inflexion dans le développement de cette filière d'ici à 2030.

Pour ce qui est du nucléaire, la trajectoire d'évolution de la capacité installée sur la Loire, telle qu'elle apparaîtra dans la version définitive de la PPE, constituera nécessairement un élément particulièrement dimensionnant pour l'évolution du réseau dans la région. Comme évoqué précédemment, les orientations précisées dans le projet de PPE mis en consultation début 2019 identifient les sites de Dampierre, Saint-Laurent et Chinon comme étant concernés par l'arrêt de réacteurs. Dans le détail, les principes exposés dans le projet de PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs nucléaires 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) permettent de réduire le champ des incertitudes : ils conduiraient à l'arrêt de 4 réacteurs, répartis sur 3 sites, à l'horizon 2031-2035. Il s'agit donc de l'hypothèse retenue dans le scénario de référence du SDDR.

Figure 7.9 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



5. Reprise des données du scénario de référence
6. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

Néanmoins, ces orientations pourraient être précisés ou amendées d'ici la fin de la période de consultation de la PPE, et le calendrier précis des arrêts de réacteurs ne devrait pas être connu avant 3 années en anticipation de l'échéance. Il demeure donc un degré d'incertitude sur l'évolution précise à terme du parc dans la région. À cet effet, RTE a testé différentes variantes (voir chapitre 12), dont des hypothèses de concentration des fermetures sur la Loire ou sur les fleuves, qui montrent une forte sensibilité du besoin d'adaptation du réseau de grand transport à la concentration géographique du déclassement : ainsi, dans le cas où davantage de réacteurs nucléaires seraient arrêtés en région Centre-Val de Loire, les besoins de renforcement des corridors nord-sud seraient supérieurs. Ces études permettent ainsi de conclure que les orientations du projet de PPE conduisent à minimiser les contraintes pouvant émerger sur le réseau électrique. Dès lors, les adaptations du réseau de grand transport décrites par la suite, articulée au scénario de référence, correspondent à un minimum par rapport aux alternatives envisageables.

Ceci conduit donc à une incertitude réelle pour la planification régionale du réseau.

Sur le réseau de grand transport

Comme indiqué précédemment, des renforcements sont déjà engagés ou étudiés d'ici 2025 sur les lignes Eguzon-Marmagne et Dambron-Verger. Ces actions pourraient de ne pas être suffisantes pour le long terme, des renforcements plus importants pourraient être engagés à l'horizon 2030. Ils pourront être complétés par des travaux sur l'axe Eguzon-Rueyres[5] (département de l'Aveyron).

Le calendrier précis dépendra de la réalisation des transformations du mix prévues par la PPE.

Sur les réseaux de répartition

Les réseaux de répartitions devraient faire l'objet d'une adaptation importante à l'horizon 2026-2030 pour augmenter la capacité d'accueil des réseaux.

Dans tous les cas, l'évolution de la production renouvelable d'ici 2030 devrait nécessiter des besoins d'adaptation sur le réseau de répartition, des besoins de création de nouveaux postes source qui restent à préciser, ainsi que des renforcements potentiellement très importants sur le réseau de grand transport. La révision du S3REnR Centre-Val de Loire, qui débute, permettra d'identifier plus précisément ces besoins dans les mois qui viennent.

5. Projet 340

La région Grand Est

- Nucléaire
- CCG
- Centrale au charbon
- Hydraulique
- Principales zones de développement de l'éolien terrestre
- En service
- Fermeture prévue ou envisageable
- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**11 368 km**
Liaisons souterraines	**354 km**
Lignes d'interconnexion	**14**
Postes électriques	**260**

S3REnR GRAND EST (vision mai 2019)

Champagne-Ardenne		Lorraine		Alsace	
Date de publication	**29/12/2015**	Date de publication	**18/11/2013**	Date de publication	**21/12/2012**
Quote-part	**55,56 k€/MW**	Quote-part	**18,94 k€/MW**	Quote-part	**0 k€/MW**
Capacités réservées	**1 284 MW**	Capacités réservées	**890 MW**	Capacités réservées	**471 MW**
Taux d'affectation	**88%**	Taux d'affectation	**71%**	Taux d'affectation	**21%**

SYNTHÈSE

Le Grand Est fait figure de région fortement productrice d'électricité, et largement « exportatrice ». À court terme, les fermetures annoncées de la centrale nucléaire de Fessenheim et de la centrale au charbon Émile Huchet à Saint-Avold ne posent pas de difficulté de sécurité d'alimentation de la région : le réseau a été préparé à ces évolutions, et demeurera suffisamment robuste pour garantir une qualité de l'alimentation électrique du territoire équivalente à celle qui précédait ces annonces.

À moyen terme, les réseaux de répartition devront être fortement adaptés pour garantir la forte croissance attendue des EnR, et notamment de l'éolien (le Grand Est représente aujourd'hui la troisième région de France pour les renouvelables, qui ont couvert en 2018 plus de 31% de la consommation régionale). Les S3REnR en Champagne-Ardenne et Lorraine, proches de la saturation, sont en cours de révision, et la finalisation du S3REnR Grand Est, engagée, permettra de faciliter la concrétisation des objectifs de développement fixés à l'horizon 2030.

Enfin, il existe également un enjeu régional pour l'adaptation du réseau de grand transport. Cet enjeu porte d'une part sur l'accroissement de la capacité d'échange avec l'Allemagne et la Belgique, et d'autre part sur le renforcement de l'axe Vallée du Rhône – Bourgogne dans le sud de la région.

État des lieux

Le réseau électrique en région Grand Est est fortement interconnecté (12 lignes transfrontalières avec la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et la Suisse). Les flux qui le parcourent obéissent à une logique de plus en plus européenne, découlant des échanges sur les marchés de l'électricité, et ne relève donc pas prioritairement d'enjeux locaux. Le renforcement des interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne devrait accentuer cette caractéristique à l'avenir.

Ce réseau alimente une région très fortement exportatrice en électricité, avec une production représentant plus du double de sa consommation.

La région abrite quatre sites de production nucléaire. Contrairement à d'autres zones, il n'existe pas d'incertitude à moyen terme sur leur devenir : les deux réacteurs de Fessenheim devraient être arrêtés en 2020, tandis que les centrales de Cattenom (4 réacteurs du palier 1 300 MW mis en service entre 1987 et 1992), Nogent-sur-Seine (2 réacteurs du palier 1 300 MW, mis en service en 1988 et 1989) et Chooz (2 réacteurs du palier 1 450 MW datant de 1996 et 1997), qui figurent parmi les plus récentes du parc, ne sont pas concernées par la trajectoire de la PPE.

Elle concentre une partie importante des centrales de production thermique : quatre cycles combinés au gaz de conception très récente, et une centrale au charbon de 600 MW. Le gouvernement a annoncé que les dernières centrales au charbon, dont celle de Émile Huchet, seraient mises à l'arrêt d'ici 2022.

Le réseau de l'est de la France est très robuste. L'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim et de la centrale à charbon d'Émile Huchet n'occasionnent pas de préoccupation en matière de sécurité d'approvisionnement (voir le volet régional du Bilan prévisionnel 2018).

Le réseau alsacien a en effet été adapté au cours des dernières années pour accompagner l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim. Cela s'est principalement traduit par l'installation de 320 Mvar de condensateurs et de selfs pour maîtriser la tension dans la zone, l'installation de transformateurs déphaseurs au poste de Mulbach (près de Colmar) pour mieux piloter les transits, et l'augmentation de capacité de la ligne à 400 kV Muhlbach-Scheer au Sud de Strasbourg.

Le caractère exportateur de la région n'est démenti par aucun des scénarios étudiés dans le SDDR : avec des perspectives de consommation à la baisse et un développement très important de la production renouvelable éolienne et solaire, il pourrait même se renforcer à l'avenir.

La région Grand Est concentre une partie importante de la capacité de production éolienne en France. En tenant compte des capacités installées et celles en développement, il s'agit de la première région de France pour l'éolien, avec des perspectives de développement soutenues.

Vision du réseau à moyen terme

Adaptations pour l'accueil des EnR

La croissance rapide de l'éolien a conduit à utiliser largement les capacités des schémas actuels.

Cela s'est concrétisé en 2015 par la révision, sur demande du préfet, du schéma S3REnR de l'ancienne région Champagne-Ardenne approuvé en 2012. À fin mai 2019, environ 88 % des capacités d'accueil mises à disposition dans ce schéma révisé mais aussi 71 % de celles du schéma de l'ancienne région Lorraine (approuvé en 2013) ont été réservées. La dynamique est moins marquée en Alsace avec seulement 21 % de capacités réservées à fin avril 2019. De nombreux projets visent à traduire la mise en œuvre de ces schémas par des projets de raccordement ou de renforcement du réseau de transport[1], sur les réseaux de répartition en priorité.

1. Projet 917 : Création d'une liaison souterraine 63 kV Bains-les-Bains - Pouxeux, projet 386 : Adaptation du poste de Froncles 63 kV et projet 923 : Raccordement du poste de distribution Noue-Seuil 2 pour l'évacuation de la production éolienne en 2020 ; projet 491 : Raccordement d'un poste 400 kV pour l'évacuation d'un parc éolien sur la ligne Lonny-Vesle, projet 586 : Création d'un poste source 225/20 kV doté d'un transformateur et raccordé sur la ligne 225 kV Revigny - Trois Domaines et projet 921 : Création d'un poste 400/90 kV en coupure sur Mery Vesle 400 kV pour le raccordement de 4 postes de distribution 90/20 kV permettant d'évacuer la production en 2021 ; projet 920 : Augmentation de la capacité de transit de la ligne 63 kV Chaumont-Rolampont

Des gisements importants pour la production éolienne émergent localement en Haute-Marne et au sud de la Meuse, et des adaptations des schémas Champagne-Ardenne et Lorraine sont en cours afin de répondre à ces nouvelles visions et limiter la durée de la période de saturation de ces schémas, dans l'attente de la finalisation du schéma Grand Est. Dans ce cadre, les principes décrits dans le chapitre 3 seront pleinement mobilisés dans la région Grand Est, pour optimiser les besoins d'adaptation du réseau à moyen terme.

Au Sud-Est de la région, l'axe 225 kV Creney (Troyes) - Rolampont (Langres) - Pusy (Vesoul) - Mambelin (Belfort) est une ossature indispensable pour l'évacuation de la production EnR de la région mais aussi celle de la Haute-Saône, située en Bourgogne-Franche-Comté. Cet axe est également traversé par des flux inter-régionaux et internationaux (vers la Suisse et l'Allemagne). Les perspectives d'évolution de la production EnR dans la zone, combinées aux scénarios sur les échanges internationaux font apparaître des contraintes sur cet axe à moyen terme. RTE étudie actuellement des renforcements légers (matériels à installer dans les postes), adaptés à la nature de ces contraintes. Des adaptations plus structurantes pourraient s'avérer nécessaires à plus long terme, en fonction de l'évolution des phénomènes influant les transits sur cet axe.

Par ailleurs, l'arrivée de nouveaux clients consommateurs se traduira par des nouveaux raccordements au réseau[2].

Sur le renouvellement du réseau existant

Au-delà des besoins standards de rénovation du réseau, la région Grand Est est concernée par le Plan corrosion (voir chapitre 2), plan d'actions visant à garantir la continuité de service de certains postes électriques. Sont prévues dans ce cadre des opérations de renouvellement ou de couvertures de postes électriques sous enveloppe métallique sur trois postes.

Enjeux à partir de 2025

À partir de 2025, trois enjeux principaux apparaissent en Grand Est : la contribution à la transition énergétique en favorisant l'accueil du volume d'EnR qui sera défini pour la révision du S3REnR, le développement des interconnexions nécessaires au bon fonctionnement de l'Europe de l'électricité et la gestion performante de la « zone de fragilité Rhône-Bourgogne », pour la partie située dans la région.

Sur les réseaux de répartition

Le développement des énergies renouvelables devrait s'accélérer dans les prochaines années, et produire ses effets à l'horizon 2025 dans la région Grand Est. S'agissant de l'éolien, les scénarios utilisés dans le SDDR représentent des visions relativement contrastées. Les hypothèses retenues pour la concertation engagée sur le futur S3REnR se situent, à ce stade des échanges, au-dessus de la vision du SRADDET et de la vision de référence à 2030, qui sont assez convergentes, mais en retrait par rapport à la vision haute (6 500 MW dans la variante SRADDET, 9 000 MW dans la vision haute, 7 100 MW dans le scénario de référence pour 2030 et 8 000 MW dans le scénario de concertation S3REnR). L'ensemble de ces visions conduit à une perspective de doublement de la capacité de production, qui impliquera l'augmentation de la puissance de certaines installations *(repowering)* mais également l'identification de nouveaux sites.

Concernant le solaire, le scénario de référence du SDDR, le scénario de concertation S3REnR et la vision SRADDET sont convergents (2 350 MW dans la variante SRADDET, 2 400 MW dans le scénario de référence pour 2030, 2 300 MW pour le scénario de concertation S3REnR, et 3 000 MW dans

2. Projet 1003 de raccordement d'un papetier en 63 kV en 2020, projet 130 de raccordement d'un client consommateur *via* une liaison souterraine depuis Bazancourt en 2021 ; projet 813 de raccordement du projet CIGEO en 400 kV.

la vision haute), tous les scénarios indiquant *a minima* un triplement de la puissance installée à 2030 (cf. figure ci-dessous).

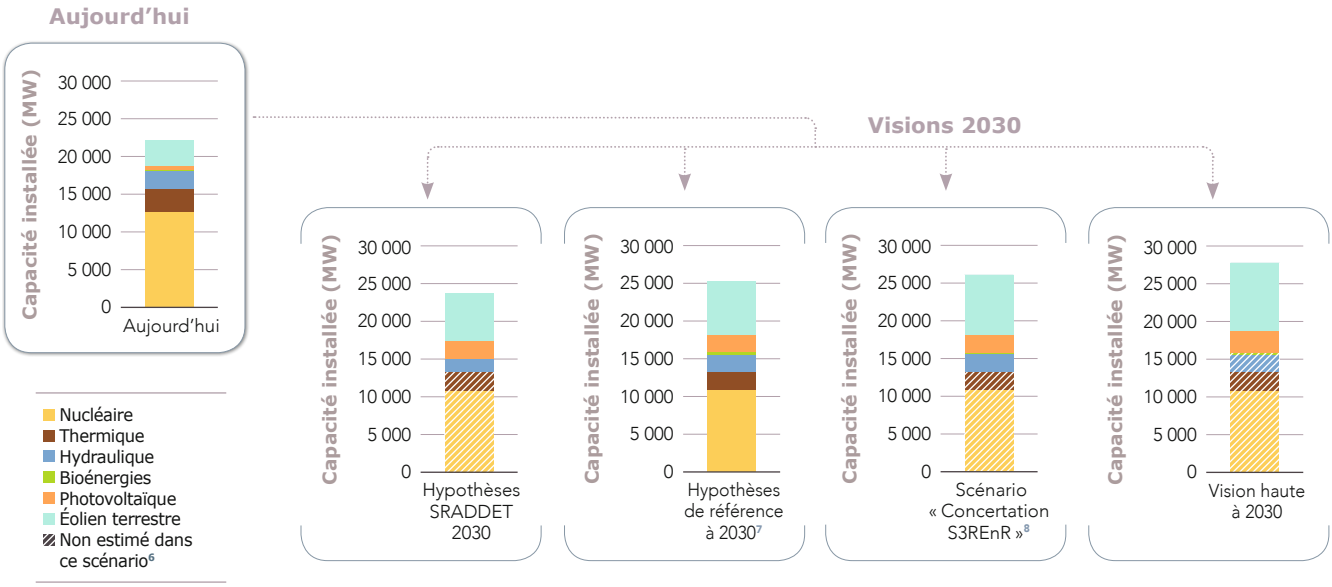
La révision du S3REnR Grand Est est engagée, pour éviter une période de saturation des schémas existants et identifier au plus tôt les besoins d'adaptation du réseau. Dans tous les cas, l'atteinte des volumes envisagés pour la concertation à ce stade, mais aussi celle des autres scénarios, se traduira par la mise en œuvre de nombreuses solutions flexibles (comme des automates de limitation de production, DLR[3], etc.) et lorsque cela est nécessaire, par des adaptations de réseau structurantes sur le réseau de répartition et sur le réseau de grand transport et des créations de postes source pour accueillir les nouveaux gisements.

Sur le réseau de grand transport

Le renforcement des interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique est au cœur de la stratégie globale décrite dans le SDDR. Trois renforcements prioritaires relevant du « paquet 1 » (projets « sans regret », voir chapitre 5) sont identifiés au cours des prochaines années dans la région Grand Est.

Deux projets de renforcement des interconnexions entre la région Grand Est et l'Allemagne sont prévus à partir de 2025 : le renforcement de l'axe Muhlbach - Eichstetten[4] et le renforcement de l'axe entre Vigy et Uchtelfangen[5]. Ces projets sont coordonnés avec les gestionnaires de réseau allemands. L'axe Muhlbach - Eichstetten, déjà composé d'une ligne 400 kV, sera renforcé par l'exploitation supplémentaire en 400 kV d'une ligne auparavant exploitée en 225 kV.

Figure 7.10 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



3. *Dynamic Line Rating* (voir chapitre 3)
4. Projet 880 en 2025
5. Projet 444 en 2027
6. Reprise des données du scénario de référence
7. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
8. Le scénario «Concertation S3REnR» est issu de la concertation engagée par RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution dans le cadre de l'élaboration du futur schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables, associant l'État, le Conseil régional et les fédérations de producteurs.

Le second projet s'étalera sur plusieurs années et débutera par l'utilisation de DLR sur la partie allemande, permettant ainsi d'amener ces capacités de transit au niveau de celles déjà disponibles côté France. Cette étape devrait être suivie du remplacement de conducteurs en Allemagne et de l'installation de transformateurs déphaseurs. Les travaux devraient débuter dans les années à venir et sont majoritairement situés en Allemagne.

Le troisième projet d'interconnexion est l'installation d'un transformateur déphaseur au poste d'Aubange (Belgique). Ce projet est réalisé par Elia, le gestionnaire de réseau belge, et vise à améliorer l'interconnexion entre les deux pays.

Un autre projet est à l'étude entre France et Belgique[9], mais sa réalisation est dépendante de plusieurs paramètres d'évolution du réseau encore incertains.

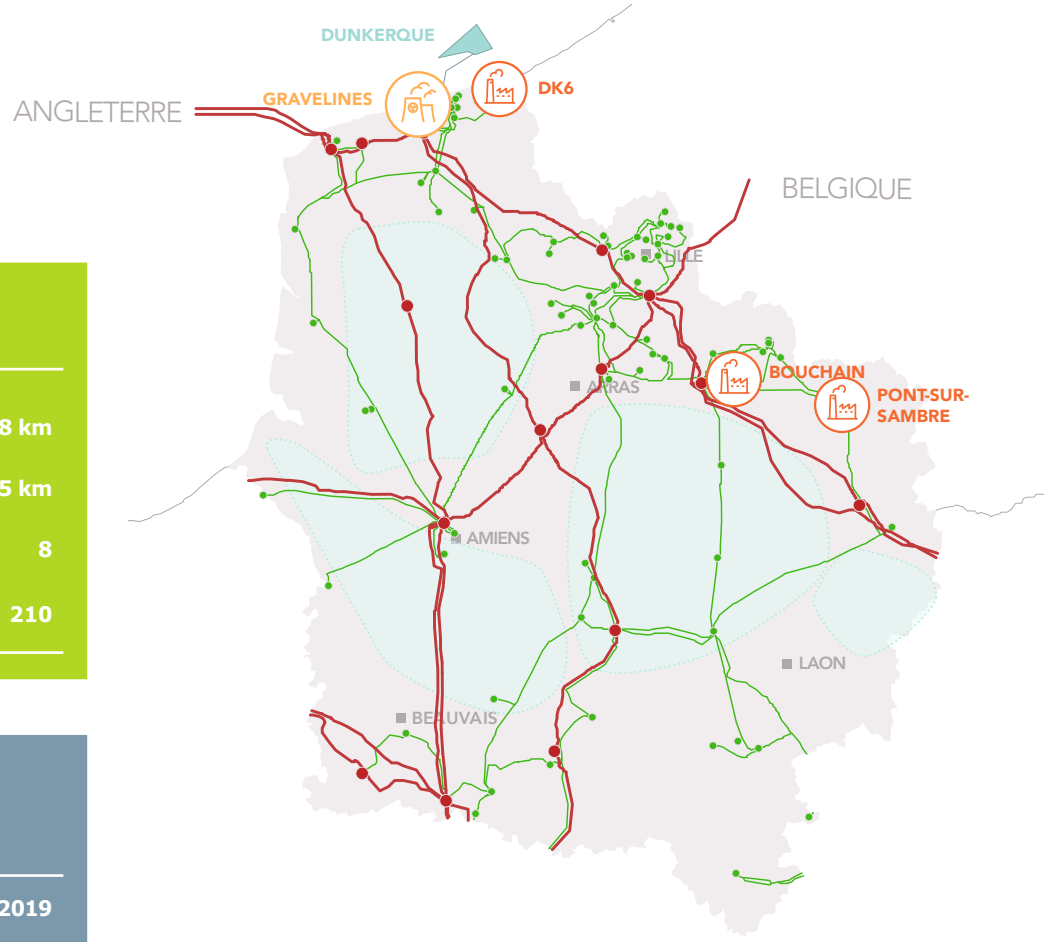
Sur le plan du réseau interne, l'axe 400 kV Troyes-Dijon[10] fait partie de la « zone de fragilité Rhône-Bourgogne ». Des études sont en cours sur cette zone de fragilité, afin d'envisager en premier lieu des solutions légères (visant à ré-aiguiller les flux et soulager les axes concernés), voire des solutions structurantes consistant à augmenter les capacités de transit du réseau existant. Le besoin précis sera affiné en fonction de la dynamique EnR régionale, mais aussi de l'évolution des échanges européens (avec l'Allemagne et l'Italie) et de la trajectoire définitive retenue sur le nucléaire (en particulier en vallée du Rhône) ; néanmoins le délai de 3 ans figurant actuellement dans le projet de PPE apparaît comme un préavis insuffisant pour une bonne planification des aménagements à réaliser sur le réseau (voir chapitre 12).

Renouvellement

À l'horizon 2030, les postes électriques sous enveloppe métallique de Logelbach seront reconstruits, celui de Marlenheim sera mis en bâtiment.

9. Projet 1050 « Lonny - Achène - Gramme »
10. Entre les postes 400 kV de Creney et Vielmoulin

La région Hauts-de-France



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**8338 km**
Liaisons souterraines	**355 km**
Lignes d'interconnexion	**8**
Postes électriques	**210**

S3REnR HAUTS-DE-FRANCE (vision mai 2019)

Date de publication	**29/03/2019**
Quote-part	**82,24 k€/MW**
Capacités réservées	**3000 MW**
Taux d'affectation	**70%**

SYNTHÈSE

Les Hauts-de-France présentent un exemple unique de concentration de tous les enjeux du SDDR : un accroissement notable de l'éolien avec des scénarios très contrastés à long terme (selon qu'on privilégie la poursuite de la dynamique actuelle, compatible avec les objectifs de la PPE, ou le SRADDET), une perspective d'évolution du nucléaire sur le site de Gravelines, dont un certain nombre de réacteurs pourraient être arrêtés après 40 ans de fonctionnement, mais qui est également candidat à l'accueil d'un nouveau réacteur, un enjeu de renouvellement important du réseau du fait d'une plus forte corrosion, une perspective de renforcement des interconnexions et de développement de l'éolien en mer à Dunkerque (cette zone étant particulièrement favorable aux deux), et des expérimentations pour coupler solutions numériques et réseaux énergétiques.

Sur le temps long, deux zones font l'objet d'une attention spécifique : (1) les environs de Dunkerque, dont l'alimentation devra être repensée compte tenu des nombreux enjeux dans la zone, en intégrant un scénario clair sur la capacité nucléaire à Gravelines, et (2) la bande médiane de la région (Somme, sud du Pas-de-Calais, nord de l'Oise et de l'Aisne) qui selon les scénarios, verra ou pas se poursuivre la forte dynamique de développement de l'éolien.

État des lieux

Le réseau de transport d'électricité en région Hauts-de-France est globalement très maillé, fortement interconnecté avec le reste du pays mais également avec l'Europe du Nord (deux liaisons aériennes vers la Belgique et une liaison sous-marine de quatre paires de câbles vers la Grande-Bretagne). Traversée par des flux très importants, la région se situe au carrefour des échanges européens d'électricité. Ainsi en 2018, les Hauts-de-France ont été la première région française en termes d'échanges avec ses voisins (38,6 TWh d'imports depuis la Normandie et Grand Est et 39,4 TWh d'exports avec l'Île-de-France, la Belgique et la Grande-Bretagne).

Le réseau alimente une population importante (6 millions de personnes), de grands centres urbains et des zones industrielles majeures composées de nombreux consommateurs électro-intensifs. La consommation d'électricité de la zone est en stagnation depuis plusieurs années, avec une part pour la grande industrie plus élevée que dans les autres régions (environ 21,5 % de la consommation industrielle française). Si la sécurisation électrique de la région n'était plus dans les années 2000 un enjeu de premier ordre, le renforcement des flux interrégionaux nord-sud et le développement important des énergies renouvelables ont conduit la ligne entre Lille et Arras, seule ligne simple circuit 400 kV de la région, à devenir un goulot d'étranglement. Sa reconstruction en double circuit permettra de sécuriser l'alimentation d'un territoire de 1,7 millions d'habitants rassemblant la métropole de Lille, le bassin minier et la communauté urbaine d'Arras.

Le réseau de la région collecte une production d'électricité importante. La région accueille notamment la centrale nucléaire de Gravelines (6 réacteurs de 900 MW, soit l'une des plus puissantes d'Europe). Gravelines est de plus régulièrement cité comme l'un des sites possibles pour l'accueil potentiel de nouveaux réacteurs nucléaires à long terme.

La région accueille également une importante capacité de production à gaz (un CCG à Bouchain, un à Pont sur Sambre et deux à Dunkerque).

Enfin, elle a été le siège d'un fort développement de l'éolien au cours des dernières années (plus de 4 GW, soit un quart des capacités installées en France), notamment en Picardie. La géographie de la région y est en effet favorable, tandis que la robustesse du réseau a longtemps permis d'accueillir ces nouvelles sources de production sans conduire à des phénomènes de saturation des réseaux électriques.

De nombreux nouveaux projets éoliens sont actuellement en développement, attestant d'une poursuite prévisible de la dynamique d'installation de ces productions à moyen terme, qui nécessitera des adaptations de réseau et de nouveaux postes source dans certaines zones. Néanmoins, cette dynamique a elle-même engendré des questionnements, de nombreux projets étant en butte à des contestations locales. Dans ce contexte, le conseil régional élu fin 2015 a signalé sa volonté de mettre en place un moratoire sur le développement de l'éolien traduisant une volonté de rééquilibrer le « mix de production » régional. Il en résulte 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.

La zone de Dunkerque est concernée par le développement de l'éolien en mer. L'appel d'offres engagé a permis de désigner le 14 juin 2019 le lauréat pour une puissance d'environ 600 MW, dans un site considéré comme présentant des caractéristiques techniques très avantageuses (vent, proximité des côtes). Sa mise en service est attendue pour 2025-2026.

À travers sa démarche de troisième révolution industrielle, la région Hauts-de-France a également la volonté de développer le solaire et le stockage notamment hydrogène. Sur le photovoltaïque, des projets de parcs commencent à se développer mais une inflexion de la tendance est nécessaire pour atteindre les objectifs qui ont été fixés. Sur la production d'hydrogène décarboné, des projets importants sont envisagés, notamment par la communauté urbaine de Dunkerque, conduisant à prévoir le raccordement d'électrolyseurs au réseau de transport d'électricité.

Vision du réseau à moyen terme

Des évolutions structurantes du réseau sont en cours et devraient se concrétiser au cours des prochaines années.

Sur le réseau de grand transport

L'évolution des échanges avec le nord et l'est de l'Europe exerce une influence importante sur les transits des liaisons 400 kV et 225 kV de la région.

Ceci se traduit notamment sur le plan des interconnexions avec deux projets prévus au cours des prochaines années :

- le projet Eleclink (interconnexion privée) porté par la société Getlink (filiale du groupe Eurotunnel)[1] consiste dans le raccordement d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la France et l'Angleterre *via* la création d'une liaison souterraine dans les installations du Tunnel sous la Manche. Ce projet est intégré dans le SDDR au «paquet 0» de développement des interconnexions, regroupant les projets en cours. Son promoteur annonce une mise en service pour 2020, mais la concrétisation de ce projet est suspendue à un agrément de la Commission intergouvernementale du Tunnel sous la Manche.
- le renforcement d'une interconnexion existante avec la Belgique *via* le remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits 400 kV entre Avelin et Mastaing en France et Avelgem en Belgique par des câbles à faible dilatation. Ce projet est attendu à l'horizon 2022[2] et est intégré au «paquet 1» du SDDR (interconnexions «sans regret»).

La région est également concernée par l'un des seuls renforcements structurants du réseau de grand transport actuellement en cours en France, *via* la reconstruction, entre Lille et Arras, d'une ligne électrique 400 kV existante[3] d'ici à 2021 en double circuit. Ce projet répond au besoin de sécuriser l'alimentation de la zone de Lille, Arras et le bassin minier, et d'augmenter la capacité de transit interrégional dans un contexte de croissance des énergies renouvelables.

Enfin, l'émergence de la production d'hydrogène par électrolyse se traduira par le raccordement prévu en 2021[4] d'un site à Dunkerque, *via* la création d'une liaison souterraine 225 kV de 4,5 km à Grande-Synthe.

Sur les réseaux de répartition

Le développement rapide de l'éolien a conduit, dès fin 2015 pour l'ancienne région Picardie, et fin 2016 pour le Nord-Pas-de-Calais, à la saturation des capacités d'accueil mises à disposition dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), qui visaient à répondre aux premiers objectifs des schémas régionaux climat, air, énergie (SRCAE) de ces anciennes régions (le S3REnR Picardie datait de 2012 et Nord-Pas-de-Calais de 2013). De nombreux projets[5] de raccordement ou de renforcement du réseau de transport entre 2020 et 2025 visent à traduire la mise en œuvre de ces schémas, et permettre l'évacuation de la production d'énergie renouvelable.

La révision du S3REnR au périmètre de la nouvelle région a été validée par le préfet en mars 2019. Elle permet la création de 3000 MW de capacité d'accueil supplémentaires. Pour y parvenir, le schéma prévoit que des adaptations du réseau devront intervenir d'ici 2025. Ce schéma est le premier à intégrer à grande échelle la nouvelle politique présentée par RTE dans le chapitre 3 relatif aux adaptations. Il se traduit par :

- la mise en œuvre de solutions flexibles, de type automates de limitation de production ou DLR *(Dynamic Line Rating),* permettant de maximiser l'utilisation des liaisons existantes et de dégager, en complément de travaux dans les postes existants d'ici 2020, jusqu'à deux tiers des capacités prévues dans le schéma ;
- le renforcement de liaisons, l'adaptation de postes 225 kV et la création de cinq nouveaux postes source alimentés pour la plupart par de nouvelles liaisons souterraines 225 kV et la création de deux postes 400 kV, qui permettront d'achever à l'horizon 2025 la mise à disposition des capacités d'accueil du schéma.

1. Projet 474
2. Projet 378
3. Projet 473
4. Projet 1017
5. Projets 907, 943 et 906

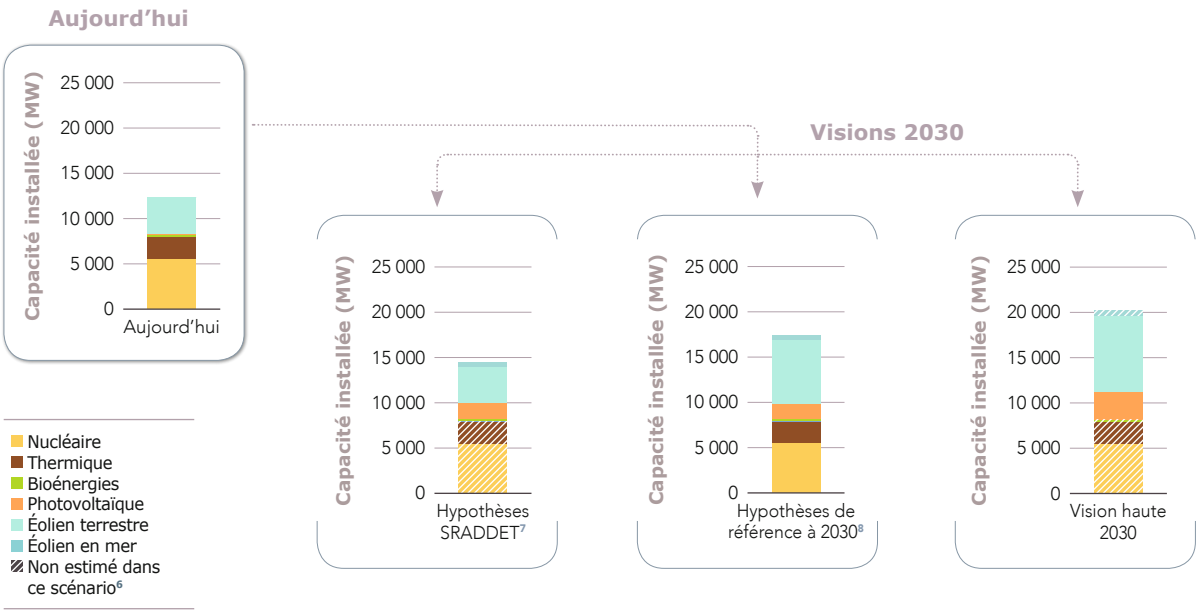
À mi-2019, plus des deux tiers des nouvelles capacités prévues par ce nouveau schéma ont déjà été affectées à des projets de nouvelles installations éoliennes, conduisant à engager une nouvelle révision du S3REnR Hauts-de-France.

Enjeux à partir de 2025

La région Hauts-de-France est fortement concernée par la transformation du mix électrique. Elle présente un exemple unique de concentration de la totalité des problématiques du SDDR : un développement des EnR important mais associé à un fort degré d'incertitude du fait de différences notables entre les différents scénarios régionaux d'évolution du mix EnR, une perspective de déclassement pour certains réacteurs nucléaires dans le cadre de la PPE mais également la possibilité que ces réacteurs puissent être remplacés à terme par d'autres, un enjeu de renouvellement important du fait de la corrosion de certaines lignes actuelles, un développement d'interconnexions pouvant conduire à une grande variabilité des flux, l'accueil des énergies marines, ou encore l'expérimentation en grandeur nature des stratégies d'hybridation entre gaz, hydrogène et électricité.

Le premier enjeu porte sur le développement à long terme de l'éolien, caractérisé par une forte incertitude. Le scénario de référence utilisé dans le SDDR, basé sur le projet de PPE conduit à des perspectives de l'ordre de 7-8 GW pour l'éolien à l'horizon 2030 (déjà intégrés dans le S3REnR), très nettement supérieures aux ambitions politiques régionales, mais révélatrices de la dynamique de raccordement. La vision haute à 2030 est légèrement supérieure au scénario de référence (4 000 MW dans la variante SRADDET, 8 500 MW dans la vision haute, 7 050 MW dans le scénario de référence pour 2030. Voir figure ci-dessous).

Figure 7.11 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



6. Reprise des données du scénario de référence
7. Les hypothèses du SRADDET sont exprimées en énergie, que RTE a converti en puissance installée.
8. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

S'agissant du solaire, la vision SRADDET et le scénario de référence sont convergents (1700 MW) et inférieurs à la vision haute (3000 MW). Ces scénarios supposent une accélération forte d'installations à partir de 2021-2025.

Le réseau de la zone est aujourd'hui en voie de saturation. Une première étape de désaturation sera obtenue en 2020, grâce à l'utilisation des flexibilités pour dégager des capacités d'accueil, puis une autre à l'horizon 2025, avec la mise en œuvre des adaptations et des créations de postes source prévues dans le nouveau schéma Hauts-de-France validé en mars 2019. Une dynamique d'installation relevant de la vision haute impliquerait d'aller plus loin dans la reconfiguration du réseau, et probablement d'agir également sur le réseau de grand transport, en particulier dans la bande médiane de la région (Somme, sud du Pas-de-Calais, nord de l'Oise et de l'Aisne). Les principes d'adaptation du réseau mis en œuvre à ce jour par RTE visent à augmenter la résilience par rapport à cette incertitude majeure sur un composant dimensionnant de l'équation énergétique.

Le deuxième enjeu porte sur l'évolution du nucléaire. Les évolutions à apporter au réseau de la zone seront très différentes selon les différents scénarios possibles sur le site de Gravelines à l'horizon 2030 :

- une prolongation des 6 réacteurs au-delà de 2030, ou un déclassement de 2 ou 4 réacteurs vers l'échéance de leur 5e visite décennale au titre de la trajectoire de réduction de la capacité nucléaire au titre de la PPE ;
- la construction éventuelle de nouveaux réacteurs en complément ou en substitution des réacteurs actuels.

L'incertitude à l'horizon 2035 porte ainsi sur une plage de l'ordre de 7 GW, ce qui est très pénalisant pour la planification du réseau. À ce stade, les études montrent que des investissements structurels pourraient être nécessaires, et qu'il apparaît nécessaire de clarifier au plus vite une cible pour le site de Gravelines avant d'engager les renforcements structurels prévus à l'horizon 2025.

Le troisième enjeu porte sur l'effort de renouvellement. En effet, une part relativement importante du réseau des Hauts-de-France se situe en zone de « corrosion forte » (pollutions salines à proximité du littoral, urbaines ou industrielles) et est, à ce titre, concernée au premier chef par l'enjeu des politiques prioritaires de renouvellement (voir chapitre 2). Des opérations importantes de réhabilitation sont ainsi programmées au cours des prochaines années, notamment pour 3300 pylônes métalliques en acier noir, construits pour la plupart entre 1950 et 1970.

La région est également concernée par la mise en œuvre du « plan PSEM » visant à garantir la continuité de service de certains postes électriques. Deux postes sont spécifiquement identifiés : celui de Warande (poste d'évacuation de la centrale nucléaire de Gravelines et d'alimentation de l'agglomération de Dunkerque) et celui de « Les Attaques » (poste d'alimentation de l'agglomération de Calais).

Le quatrième enjeu porte sur les interconnexions. La région est concernée par un projet relevant potentiellement du « paquet 2 » (interconnexions « sous conditions », voir chapitre 5) : une nouvelle liaison à courant continu de 1400 MW avec la Grande-Bretagne[9] entre l'estuaire de la Tamise et la zone de Dunkerque. En effet, deux nouvelles interconnexions à courant continu entre la France et l'Angleterre pourraient être développées, selon les configurations économiques (évolution du mix en France et en Grande-Bretagne) et politiques (relation future entre l'Union européenne et le Royaume-Uni après le Brexit) envisageables. Dans le SDDR, deux projets, parmi le projet GridLink Interconnector et deux projets identifiés en Normandie[10], sont intégrés dans le paquet 2 « sous condition », sans différenciation. La clarification à mener au cours des prochaines années sur les projets du « paquet 2 » devra être mise à profit pour analyser l'ensemble des flux possibles, en intégrant également les évolutions du réseau dans les pays voisins (Belgique, Pays-Bas et Allemagne).

La zone de Dunkerque, concernée par plusieurs de ces enjeux (interconnexions, évolution du nucléaire, plan « PSEM »), devra être repensée en fonction de l'évolution de ces déterminants.

9. Projet 980 : Gridlink
10. Projet 127 - FAB et projet 991 – Aquind Interconnector

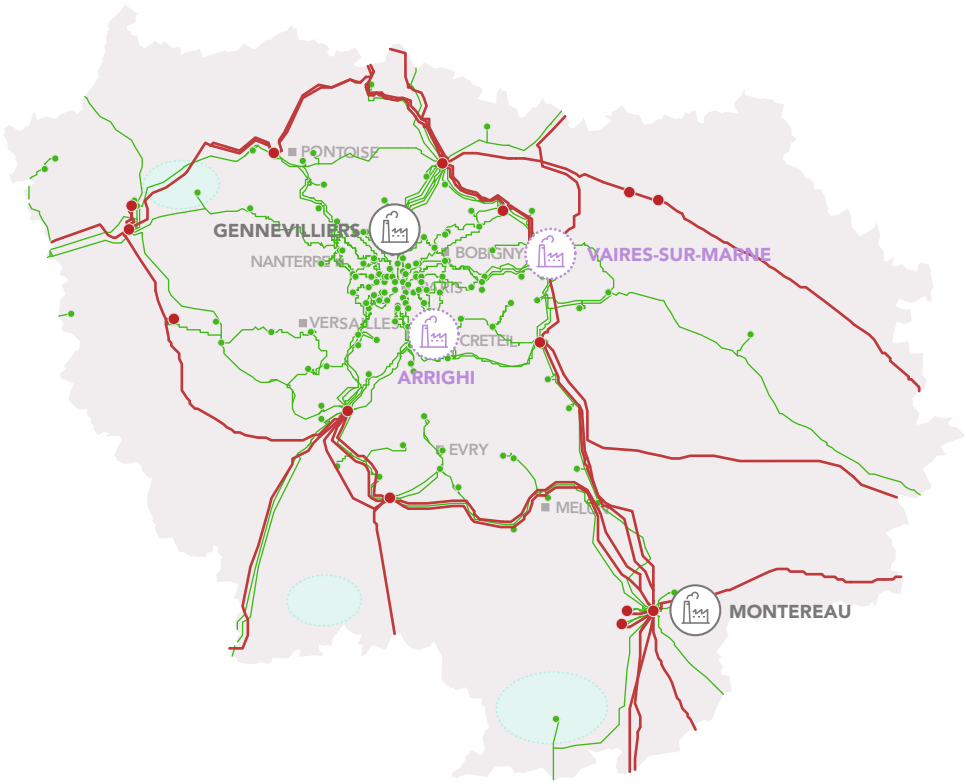
La région Île-de-France

LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	4650 km
Liaisons souterraines	1230 km
Postes électriques	182

S3REnR ILE-DE-FRANCE (vision mai 2019)

Date de publication	10/03/2015
Quote-part	1,55 k€/MW
Capacités réservées	693 MW
Taux d'affectation	16%



TAC gaz
TAC fioul
En service
En projet
Fermeture prévue ou envisageable
Principales zones de développement de l'éolien terrestre
Lignes et postes 400 kV
Lignes et postes 225 kV

SYNTHÈSE

La région Île-de-France se caractérise par une forte consommation d'électricité liée à sa densité de population et à une tendance orientée à la hausse (développement des transports en commun, raccordements de *data centers*, perspective d'un déploiement plus précoce du véhicule électrique). Son réseau doit donc être renforcé au cours des prochaines années, avec le raccordement de nouveaux postes source et la réhabilitation ou la création de liaisons électriques pour accroître les capacités de transit et sécuriser le réseau existant.

À court-moyen terme, la région fait face à d'importants besoins de renouvellement du réseau existant, avec d'ici 2025 l'engagement du remplacement d'un tiers du parc de 300 km de liaisons souterraines constitué pour la plupart de technologies anciennes à huile. Ce remplacement représente une opportunité importante de restructuration et d'optimisation du réseau. Sur le réseau aérien, la pression foncière particulièrement importante sur le territoire se traduit par de nombreuses demandes de mise en souterrain du réseau existant, y compris pour des lignes à très haute tension.

Au-delà de l'horizon 2025, les transits sur la couronne 400 kV francilienne pourraient évoluer en fonction de l'ensemble des reconfigurations en cours sur le mix électrique. L'axe Normandie-Nord-Paris est identifié comme l'une des zones de fragilité à terme, et devra faire l'objet d'une attention particulière en cas de développement important de la capacité de production sur le littoral normand.

État des lieux

Le réseau électrique de transport de l'Île-de-France est constitué d'une couronne 400 kV recevant les flux électriques des principaux centres de production et permettant de les aiguiller vers les zones consommatrices. De cette couronne, une dizaine de postes d'injection alimentent un réseau en 225 kV constitué de lignes aériennes puis souterraines qui s'enfoncent jusqu'au cœur de Paris. Ces liaisons alimentent les territoires du Grand Paris urbanisé en assurant une sécurité et une fiabilité accrues de l'alimentation électrique. Cette structure particulière du réseau francilien, en couronne et radiales, en fait également une « plaque tournante » des flux d'électricité en provenance et à destination des différentes régions françaises et européennes.

Quatre enjeux particuliers le concernent.

(1) Le réseau francilien alimente un territoire qui concentre 30 % du PIB, 20 % de la population nationale et 15 % de la consommation nationale d'électricité. Son défi majeur tient au fait que la région importe 95 % de l'électricité qu'elle consomme. Ces éléments créent des besoins spécifiques en matière de sécurisation de l'alimentation électrique et d'amélioration de la résilience du réseau à des phénomènes naturels (crue de la Seine).

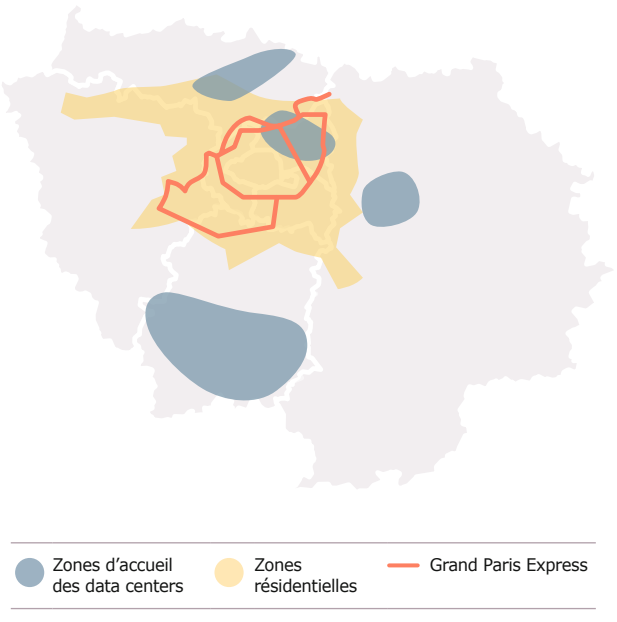
(2) La consommation en Île-de-France évolue de manière différenciée selon les territoires. Plusieurs facteurs conduisent à des augmentations ou à des baisses localisées de la consommation.

- les nouvelles lignes du Grand Paris Express et les développements des transports publics existants (tram, métro, train) sont associés aux développements démographiques dans le Grand Paris urbanisé et vont entrainer des augmentations sensibles de la consommation autour des zones de desserte de la première et deuxième couronne francilienne ;
- en périphérie de ce secteur, certaines zones connaissent un développement marqué des perspectives de raccordement de *data centers* sur le réseau public de transport, notamment dans le sud du département de l'Essonne et dans une moindre mesure dans le département de la Seine-Saint-Denis. Le premier semestre 2019 a connu une accélération des contractualisations de demandes de raccordement des *data centers* avec un volume ferme de plus de 300 MW ;
- dans Paris et les zones résidentielles, l'évolution de la consommation dépendra de l'efficacité des mesures de maîtrise de l'énergie, notamment l'isolation et la rénovation des logements. Ces mesures devraient se traduire par une baisse de la consommation dans ces territoires, qui devrait s'accélérer au fur et à mesure de la montée en puissance des programmes de rénovation de l'habitat.

Dans les principaux scénarios d'évolutions de la demande, l'ensemble de ces facteurs tendent à se compenser et se traduiront par une tendance globale à la stagnation de la consommation électrique à l'échelle de la région dans la période comprise entre 2020 et 2025.

(3) La région Île-de-France est caractérisée par des besoins de renouvellement du réseau importants et spécifiques par rapport au reste du pays. 300 km du réseau souterrain francilien sont construits avec des technologies qui sont progressivement

Figure 7.12 Zones de développement de la consommation en région Île-de-France



abandonnées par les fabricants de câbles. Afin d'assurer la pérennité de ces ouvrages et la fiabilité du réseau, RTE va renouveler ces infrastructures progressivement jusqu'en 2035, avec un objectif d'engagement du renouvellement de 100 km de réseau à l'horizon 2025.

(4) Enfin, l'Île-de-France est concernée par une pression foncière particulièrement importante, qui se traduit par des demandes de mise en souterrain du réseau existant, y compris pour des lignes à très haute tension. Ces demandes concernent particulièrement des villes non limitrophes de Paris mais situées en petite couronne (typiquement autour de l'autoroute A86), dans des zones d'urbanisation rapide dans lesquelles l'habitat s'est considérablement densifié au cours des 30 dernières années.

En revanche, le développement des énergies renouvelables électriques est faible dans la région, et ne constitue pas à ce jour un moteur de l'adaptation du réseau.

Vision du réseau à moyen terme

Sur l'adaptation du réseau

L'évolution de la consommation d'électricité, intégrant notamment le Grand Paris Express, conduit à la création et au raccordement de nouveaux postes source[1] et à la réhabilitation ou la création de liaisons électriques pour accroître les capacités de transit et sécuriser le réseau existant[2]. S'agissant plus particulièrement de la maîtrise du risque de crue de la Seine, pour les dix ouvrages impactés par une crue jusqu'à un niveau R1.0 (100 % du débit constaté lors de la crue de 1910), des travaux seront réalisés en concertation avec Enedis pour les rendre résilients jusqu'au niveau R1.15 (115 % du débit constaté lors de la crue de 1910) en coordonnant les programmes de travaux pour optimiser le rapport coût/efficacité de ces opérations. Pour ce qui concerne les infrastructures de réseau susceptibles de résister à une crue de la Seine de niveau R1.0 mais pas R1.15, leur mise aux normes R1.15 sera réalisée progressivement lors des opérations de reconstruction pour obsolescence ou vétusté déjà programmées dans le cadre de la politique de renouvellement.

La mise en souterrain du réseau existant, quand elle relève d'un enjeu d'aménagement du territoire (en réponse à la demande d'une collectivité) mais concerne des ouvrages relativement récents (qui ne s'intègrent pas à un programme de renouvellement ou de réhabilitation déjà engagé), est régie par un dispositif spécifique – la mise en souterrain du réseau d'initiative locale (MESIL) – encadré par la loi (article L. 321-8 du code de l'énergie). Elle est alors cofinancée par la collectivité demandeuse et RTE. En Île-de-France, sept projets sont engagés et se distinguent par le niveau de tension des lignes mises en souterrain (très majoritairement au niveau de tension 225 kV) et par leur coût (72 % du coût total pour 39 % du linéaire mis en souterrain et 18 % du portefeuille global des projets de MESIL sur la France entière). Trois projets sont en cours de réalisation dans les Hauts-de-Seine, le Val-de-Marne et la Seine-Saint-Denis. Quatre projets sont en phase d'étude technique et financière dans les Yvelines, l'Essonne, le Val-de-Marne et les Hauts-de-Seine.

Sur l'effort de renouvellement

À l'horizon 2025, le remplacement d'un tiers du parc de 300 km de liaisons souterraines constitué pour la plupart de technologies anciennes à huile aura été engagé. Le remplacement par des câbles à isolation synthétique de technologies récentes constitue une opportunité importante de restructuration et d'optimisation du réseau, pour un enjeu financier de l'ordre de 350 M€. Une réduction du linéaire à reconstruire est recherchée, et doit être coordonnée avec les différents opérateurs de réseau et de transports en commun pour accompagner les évolutions des usages électriques du Grand Paris. En l'absence d'alternative technique, une demande de dévoiement ou de modification d'une liaison construite avec ce type de technologie nécessitera une

1. Projet 834 à Saclay, en 2019 ; projet 265 à Aubervilliers et projet 933 à Belloy en 2020 ; projet 835 à Robinson et, en 2021 ; projet 964 à Paris 9e en 2022.
2. Projet 1004 avec l'augmentation de la capacité de la ligne Pecq-Rueil, en 2019 ; projet 965 avec la création d'une liaison souterraine entre Paris 9e et Paris 18e ; projet 1036 avec l'augmentation de la capacité de la ligne souterraine Sonnette Saint-Maur et projet 1037 avec l'augmentation de la capacité de la ligne souterraine Romainville Villevaudé en 2022

reconstruction complète de l'ouvrage. Afin de gérer cette problématique avec les gestionnaires de réseaux ou les porteurs de projet du territoire, RTE planifiera les renouvellements de son réseau sur le territoire francilien et échangera régulièrement sur ce planning avec les acteurs concernés de la région (Île-de-France mobilité, conseils départementaux, métropole du Grand Paris, RATP, SNCF, société du grand Paris…).

La région est également concernée par le « Plan PSEM ». Sont prévues dans ce cadre des opérations importantes de réhabilitation, de reconstruction, ou de couverture de postes électriques sous enveloppe métallique. Pour la région Île-de-France, plus d'une dizaine de postes sont concernés.

Enjeux à partir de 2025

Au-delà de l'horizon 2025, deux facteurs dont le rythme de développement reste encore incertain peuvent conduire à une augmentation sensible de la consommation électrique : la poursuite du développement des grands *data centers* et l'essor du véhicule électrique.

L'enjeu représenté par les *data centers* se concentre sur le développement de capacité d'injection depuis le réseau de grand transport 400 kV vers le réseau structurel 225 kV francilien, cible de ces nouveaux grands consommateurs. Les réseaux 63 kV et 90 kV pourraient également être localement fortement sollicités en fonction des puissances requises par les nouvelles installations.

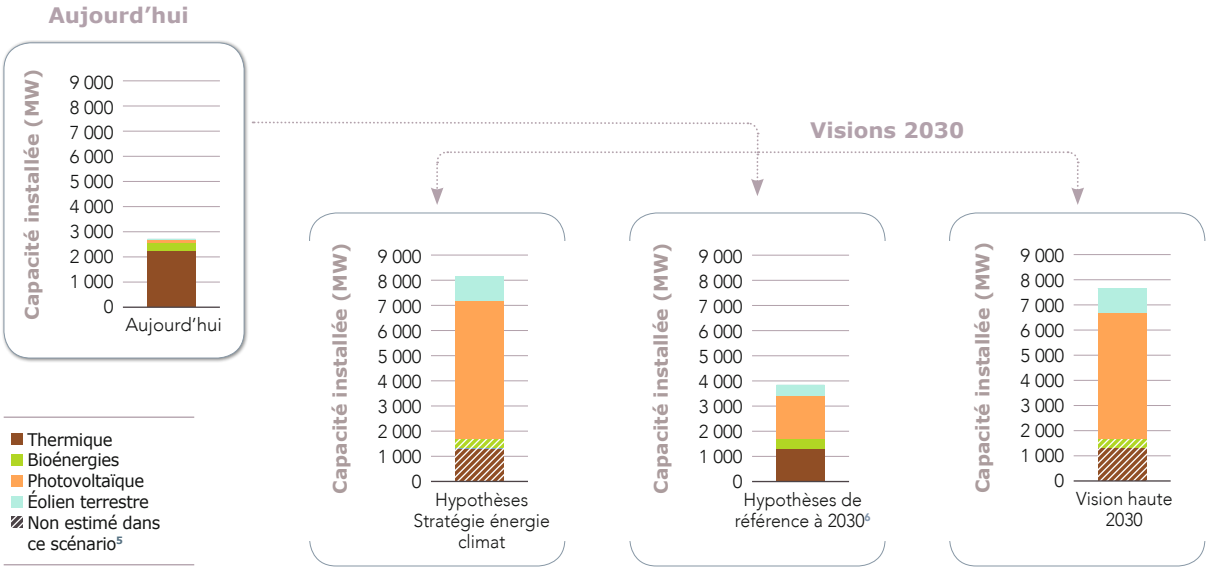
Le deuxième enjeu concerne le véhicule électrique. La perspective d'un développement massif du véhicule électrique en France s'appuie désormais sur des études techniques et économiques précises, dont les grands résultats ont été publiés en mai 2019 *(https://www.rte-france.com/fr/document/enjeux-du-developpement-de-l-electromobilite-pour-le-systeme-electrique)*. Le réseau de transport d'électricité a la capacité d'alimenter en énergie le véhicule électrique en Île-de-France sans modification structurelle. Néanmoins, une évolution maîtrisée et pilotée des recharges permettra de favoriser le foisonnement et l'optimisation économique des temps de recharge dans l'intérêt de la collectivité et du public. La recharge du véhicule électrique va ajouter une consommation supplémentaire sur le réseau 63 kV des zones peu maillées de la très grande couronne francilienne. Dans ces zones, la mise en œuvre de solutions techniques flexibles utilisant la numérisation des contrôles-commandes de postes électriques pourrait permettre de lever des contraintes résidentielles renforcées lors des périodes de recharge.

Au-delà de ces éléments, la couronne 400 kV francilienne constitue une plaque tournante du réseau. Les transits sur ces axes sont influencés par des facteurs qui vont bien au-delà de la région parisienne : échanges électriques avec le Nord de l'Europe, production offshore en Manche - Mer du Nord, etc. Les évolutions de transit pourraient nécessiter des renforcements sur certains éléments d'infrastructure 400 kV, de conception plus ancienne et aujourd'hui proches de leurs limites techniques. Des renforcements conséquents pourraient être notamment nécessaires sur les liaisons 400 kV de la partie sud-ouest de la couronne parisienne (entre la zone de Mantes-la-Jolie et celle d'Orsay)[3] et sur la partie nord-est de la couronne parisienne (entre le poste de Plessis-Gassot, situé au nord de Villiers-le-Bel et celui de Villevaudé, situé vers Chelles). La création d'un nouveau poste électrique 400 kV est aussi à l'étude.

Le renforcement des capacités d'échanges entre la Normandie et le Bassin parisien pourrait également s'avérer nécessaire, à l'horizon 2031-2035, en cas de forte croissance de la capacité de production en Normandie (éolien en mer et nucléaire), ou de développement des interconnexions avec l'Angleterre[4]. **L'axe Normandie-Manche-Paris fait ainsi partie d'une des quatre « zones de fragilité sur le réseau 400 kV », la zone « Normandie - Manche - Paris ».**

3. Liaison Mezerolles-Villejust 400 kV
4. Projet 299

Figure 7.13 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



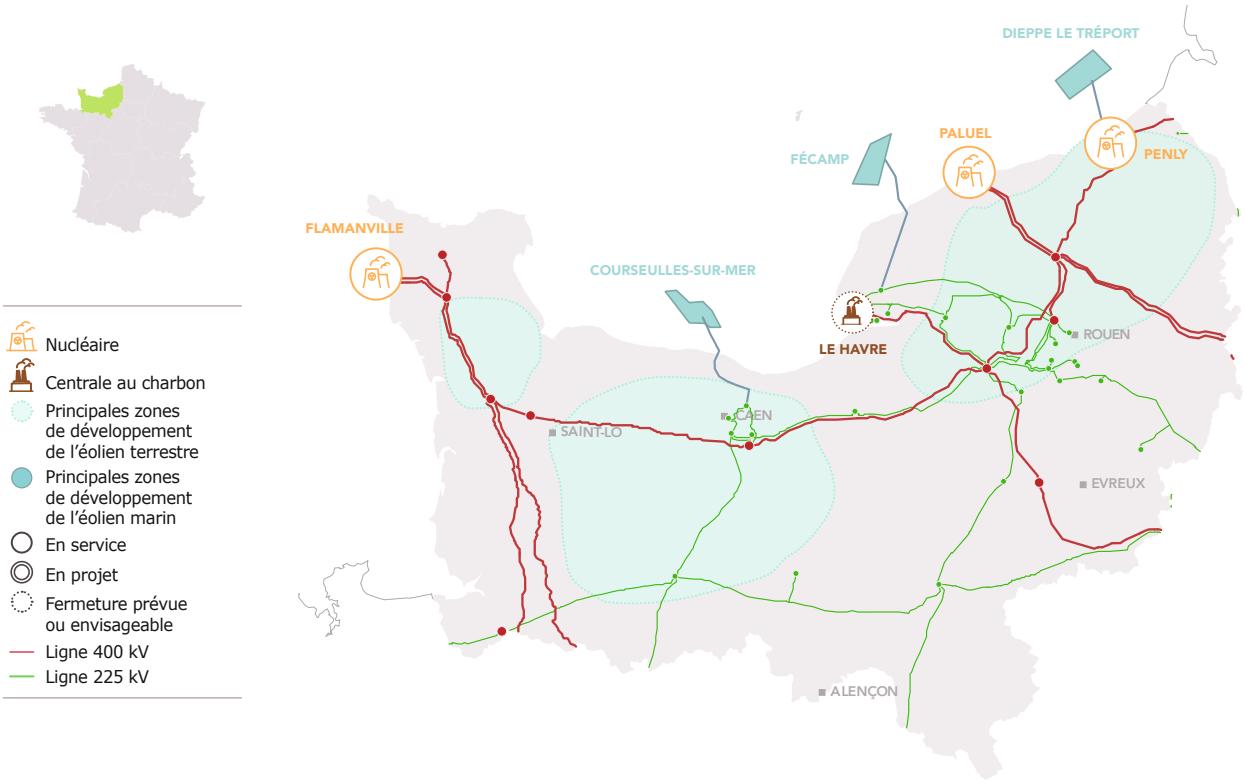
La stratégie énergie climat de la région Île-de-France affiche une volonté de développer les EnR d'ici à 2030, avec notamment une très forte ambition sur la production solaire. S'agissant de cette filière, les différents scénarios utilisés dans le SDDR intègrent bien une inflexion forte dans le rythme de développement, avec deux des scénarios fortement convergents (5500 MW dans la variante Stratégie énergie climat, 5000 MW dans la vision haute, 1720 MW dans le scénario de référence pour 2030).

S'agissant de l'éolien, les différents scénarios présentent la même disparité (1000 MW dans la variante Stratégie énergie climat et dans la vision haute, 470 MW dans le scénario de référence pour 2030), et indiquent une croissance accélérée.

L'impact du développement massif de la production solaire sur le réseau de transport de la région devra être analysé et dépendra de la nature des projets qui verront le jour (PV en toiture ou au sol). Selon sa localisation, le solaire installé en toiture pourrait bénéficier des capacités d'accueil du réseau existant, construit initialement pour répondre à des besoins d'alimentation de consommation.

5. Reprise des données du scénario de référence
6. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

La région Normandie



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**6 110 km**
Liaisons souterraines	**295 km**
Postes électriques	**153**

S3REnR NORMANDIE (vision mai 2019)

Basse-Normandie		Haute-Normandie	
Date de publication	**20/04/2015**	Date de publication	**13/11/2014**
Quote-part	**10,16 k€/MW**	Quote-part	**10,56 k€/MW**
Capacités réservées	**733 MW**	Capacités réservées	**923 MW**
Taux d'affectation	**13 %**	Taux d'affectation	**24 %**

SYNTHÈSE

La Normandie se présente comme une région en mutation, tant du point de vue de son bouquet énergétique, d'ores et déjà décarboné à 94,7 %, que de la dynamisation de son tissu industriel.
D'ici 2025, le réseau de transport d'électricité accompagnera les évolutions à l'œuvre sur le territoire en permettant le raccordement de nouvelles capacités de production tout en garantissant une qualité d'alimentation à la hauteur de ses ambitions industrielles notamment sur la vallée de la Seine et une réduction de l'empreinte environnementale du patrimoine industriel de RTE.

À partir de 2025, les perspectives d'évolution sont plus ouvertes. Les axes électriques entre la Normandie et le Bassin parisien pourraient être concernés par des contraintes plus ou moins importantes selon les scénarios considérés, comme la mise en service de zéro à deux nouvelles interconnexions à courant continu entre la France et l'Angleterre et le lancement éventuel d'un programme industriel de nouveaux réacteurs nucléaires, qui entraînerait une injection massive de production centralisée rendant indispensable un renforcement du réseau 400 kV.

État des lieux

La région Normandie est concernée au premier plan par l'adaptation du mix électrique, ainsi que par l'évolution de la structure de la consommation d'électricité du fait de la reconversion industrielle en cours en vallée de la Seine. Dans les années à venir, le réseau de transport d'électricité accompagnera les évolutions à l'œuvre sur le territoire en permettant le raccordement de nouvelles capacités de production tout en garantissant une qualité d'alimentation à la hauteur de ses ambitions industrielles.

Une région pleinement orientée vers la production d'électricité décarbonée

La Normandie est une région fortement productrice d'électricité (environ 2,5 fois supérieure à sa consommation), quasi intégralement décarbonée.

Cette caractéristique découle de la présence de 8 réacteurs nucléaires du palier 1 300 MW, répartis sur trois sites : Flamanville, dans la Manche, Penly et Paluel en Seine-Maritime. Avec une puissance cumulée de 10 640 MW, ces réacteurs ont produit 59 TWh en 2018, soit 10,7 % de la production d'électricité française. Ce développement se poursuit, avec la mise en service prévue d'un nouveau réacteur à Flamanville (EPR d'une puissance de 1 650 MW). Enfin, la région a annoncé son intention d'accueillir un futur EPR d'une puissance de 3 400 MW à Penly à l'horizon 2031-2035.

La région dispose également d'un fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables notamment pour ce qui concerne les énergies marines – qui sont ainsi au cœur du projet énergétique régional.

Prévus par les appels d'offres n° 1 et 2 organisés par l'État pour favoriser le développement des énergies marines renouvelables, les parcs de Courseulles-sur-Mer, de Fécamp et du Tréport, pour une puissance maximale de 1 500 MW, permettront de produire de l'ordre de 4 TWh par an une fois mis en service.

Le projet de PPE conduit à accentuer cette dynamique, en prévoyant de nouveaux parcs d'éoliennes en mer au cours des prochaines années. Ainsi, un débat public se déroulera à l'automne-hiver 2019-2020 pour identifier des zones propices à la réalisation de futurs parcs posés d'éoliennes en mer, d'une puissance combinée d'environ 1 000 MW, en vue du lancement de l'appel d'offres en 2020. Ce débat examinera également les opportunités pour l'accueil éventuel, en partie ou en totalité, de futurs parcs dans le cadre de l'échéancier fixé dans le projet de PPE (horizon 2023-2024).

Même si le soutien public au développement de l'énergie hydrolienne ne fait pas partie des options retenues par le projet de PPE, la région apporte son soutien à ce type de projets, notamment *via* une coentreprise regroupant l'industriel Simec Atlantis Energy, l'agence de développement pour la Normandie et le fonds Normandie Participations. Le SRADDET indique ainsi une cible de développement de 480 MW d'hydrolien installé à l'horizon 2030.

Enfin, l'éolien terrestre et le solaire sont actuellement peu développés en Normandie, mais avec des perspectives haussières dans le cadre du projet de PPE et du SRADDET.

Enfin, en cohérence avec la volonté du gouvernement de fermer les dernières centrales à charbon françaises d'ici 2022, l'arrêt de la centrale thermique du Havre a été annoncé pour le printemps 2021 par l'exploitant. La fermeture de ce groupe de production n'occasionne aucun problème de sécurité d'approvisionnement pour la Normandie, la zone étant abondamment pourvue en moyens de production[1]. Une fiche régionale spécifique a été réalisée dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2018, et expose en détail les enjeux associés.

1. Les groupes du Havre n'ont été sollicités pour les besoins de RTE que neuf fois au cours des quinze dernières années, essentiellement dans le cadre de travaux lourds d'ingénierie sur des liaisons 400 kV du réseau. En l'absence des groupes du Havre, RTE aurait pu activer d'autres groupes de production.

Une région à la dynamique industrielle ambitieuse sur la vallée de la Seine

En matière de consommation électrique, la région Normandie se caractérise par des trajectoires infrarégionales diversifiées.

Globalement, la consommation régionale s'est stabilisée depuis 2015 du fait des progrès en matière d'efficacité énergétique. Si la consommation électrique de la grande industrie (40% de la consommation régionale) a également diminué de 10% depuis 2008, la vallée de la Seine, qui opère une reconversion industrielle depuis les activités traditionnelles de pétrochimie et de chimie fine vers de nouvelles activités – dont la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau dans la zone de Port-Jérôme-sur-Seine – pourrait à l'inverse être caractérisée par des perspectives légèrement croissantes.

Adopté en octobre 2018 par la région, le Plan Normandie Hydrogène vise à renforcer la place de l'hydrogène en structurant et en animant l'écosystème des acteurs du territoire, notamment industriels et académiques. Dans la vallée de la Seine, un projet spécifique, DEPLHY VDS (déploiement de l'hydrogène en vallée de Seine), et en particulier en milieu industriel, témoigne de cette ambition. Ces cinq prochaines années, la région Normandie consacrera 15 millions d'euros à la mise en œuvre du Plan Normandie Hydrogène, notamment au travers de projets dédiés à la recharge hydrogène des véhicules légers et à l'acceptabilité sociale des projets associés. Le réseau de transport d'électricité sera concerné au premier titre par ces évolutions.

Vision du réseau à moyen terme

Dans la continuité des investissements importants (à hauteur de 1 milliard d'euros) réalisés en Normandie durant la dernière décennie, RTE mènera ces prochaines années un ensemble de projets et d'actions pour en accompagner le développement énergétique et industriel et garantir le bon fonctionnement du réseau de transport d'électricité sur le long terme.

Des enjeux de rénovation du réseau pour en garantir un fonctionnement optimal

En Normandie, une part relativement importante du réseau de transport d'électricité est exposée à la corrosion, comme sur tout le littoral. Issue des pollutions salines à proximité du littoral, en particulier dans le Cotentin, mais aussi des pollutions urbaines et industrielles, cette corrosivité peut être responsable d'une dégradation accélérée des équipements électriques. Suite aux diagnostics et analyses menés par RTE depuis 2013, des opérations importantes de rénovation vont être lancées, dont le remplacement des chaînes d'isolateurs corrodées. Ces actions se poursuivront les années qui viennent pour garantir un fonctionnement optimal du réseau sur le long terme.

Des développements du réseau pour accompagner la diversification du bouquet électrique régional

Afin d'accueillir les nouvelles capacités de production renouvelable en mer prévues par les appels d'offres n°1 et 2 (parcs de Courseulles-sur-Mer[2], Fécamp[3] et du Tréport[4]), plusieurs liaisons sous-marines et souterraines à 225 kV sont prévues pour acheminer l'électricité depuis les postes électriques situés en mer jusqu'à des postes terrestres. Parmi ces raccordements, celui du parc de Fécamp au poste 225 kV de Sainneville nécessitera une évolution structurante du réseau de la Basse-Seine, avec un renforcement de l'axe 225 kV entre Pont-Sept et Sainneville afin d'assurer l'évacuation de la production.

Au-delà de ces projets, le raccordement des futures capacités en mer (1000 MW en 2020, et possiblement tout ou une partie des 1000 à 1500 MW prévus par le projet de PPE pour 2023-2024) nécessitera des adaptations et renforcements du réseau de transport d'électricité. Les scénarios détaillés seront présentés dans le cadre du débat public prévu à l'automne-hiver 2019-2020. Dans ce cadre, RTE proposera les différentes solutions développées dans le chapitre 6 : mutualisation des infrastructures et une maîtrise accrue de leurs impacts sur l'environnement, une réduction des coûts et des délais

2. Projet 123
3. Projet 296
4. Projet 399

de réalisation des projets, ainsi qu'une coexistence facilitée des différents usages en mer.

À terre, les capacités de raccordement mises à disposition lors des premiers schémas S3REnR sur la Haute et la Basse-Normandie, publiés respectivement en 2014 et 2015, n'ont été affectées qu'à environ 13 % pour la Basse-Normandie et 24 % pour la Haute-Normandie (à fin mai 2019). Ce développement modeste des énergies renouvelables terrestres ne devrait donc induire qu'un nombre très limité d'adaptations de réseau au sein de postes électriques à l'horizon 2025.

Des développements du réseau pour accompagner le dynamisme économique et industriel du territoire

Le dynamisme des pôles urbains peut rendre nécessaire la réalisation de travaux de renforcement du réseau de transport d'électricité. En Normandie, c'est le cas de Caen[5] et de Rouen[6], où des projets seront menés respectivement en 2019 et 2020.

Au-delà de ces pôles urbains, les perspectives industrielles de la région pourront également rendre nécessaire la réalisation de travaux de renforcement. C'est notamment le cas en Basse-Seine, où un poste 225 kV en coupure sera créé sur l'actuelle liaison 225 kV Port Jérôme - Sandouville pour accueillir sur la commune de Saint-Jean-de-Folleville une usine de production d'hydrogène vert par électrolyse de l'eau (H2V). En dépit de ce renforcement ponctuel, la Basse-Seine se caractérise néanmoins de façon générale par l'absence d'augmentation à la pointe et une tendance de diminution de la consommation en creux, illustrant la diversité des trajectoires de consommation infrarégionales.

Outre ces renforcements, une attention particulière continuera d'être portée à la zone du Havre qui, rassemblant une forte activité industrielle et comportant plusieurs sites classés Seveso, bénéficie d'une alimentation électrique totalement sécurisée (y compris en tenant compte de la fermeture de la centrale au charbon). Enfin, RTE mènera des études pour planifier la reconstruction des liaisons souterraines construites dans des technologies aujourd'hui progressivement abandonnées par les fabricants de câble. Les liaisons fonctionnant sur des technologies à huile fluide et oléo-statiques seront prioritairement ciblées pour anticiper cette obsolescence technologique, notamment la liaison Pont Sept - Soquence 90 kV et une partie de la liaison Havre - Rougemontier 225 kV.

Des développements du réseau qui confortent le rôle de lien d'équilibre de la région Normandie

En 2020, la liaison d'interconnexion à courant continu avec l'Angleterre IFA 2[7], d'une puissance de 1 000 MW, sera mise en service. Raccordée en France dans la zone de Caen (poste de Tourbe), cette interconnexion se composera d'environ 200 km de câbles sous-marins et d'une trentaine de kilomètres en liaison souterraine. De manière plus générale, le réseau électrique normand verra ses flux davantage influencés par les imports et les exports entre l'Angleterre et l'Europe continentale.

Enjeux à partir de 2025

À partir de 2025, les axes électriques entre la Normandie et le Bassin parisien devraient être concernés par des contraintes plus ou moins importantes selon les scénarios considérés.

Ainsi, deux nouvelles interconnexions à courant continu entre la France et l'Angleterre pourraient être développées, selon les configurations économiques (évolution du mix en France et en Grande Bretagne) et politiques (relation future entre l'Union européenne et le Royaume-Uni après le Brexit) envisageables. Dans le SDDR, deux projets, parmi les deux envisagés en Normandie[8] et celui identifié dans la région Hauts-de-France[9], sont intégrés dans le paquet 2 «sous condition», sans différenciation. La clarification à mener au cours des prochaines années

5. Projet 533
6. Projet 67
7. Projet 121 - IFA2
8. Projet 127 - FAB et projet 991 – Aquind Interconnector
9. Projet 980 - GridLink Interconnector

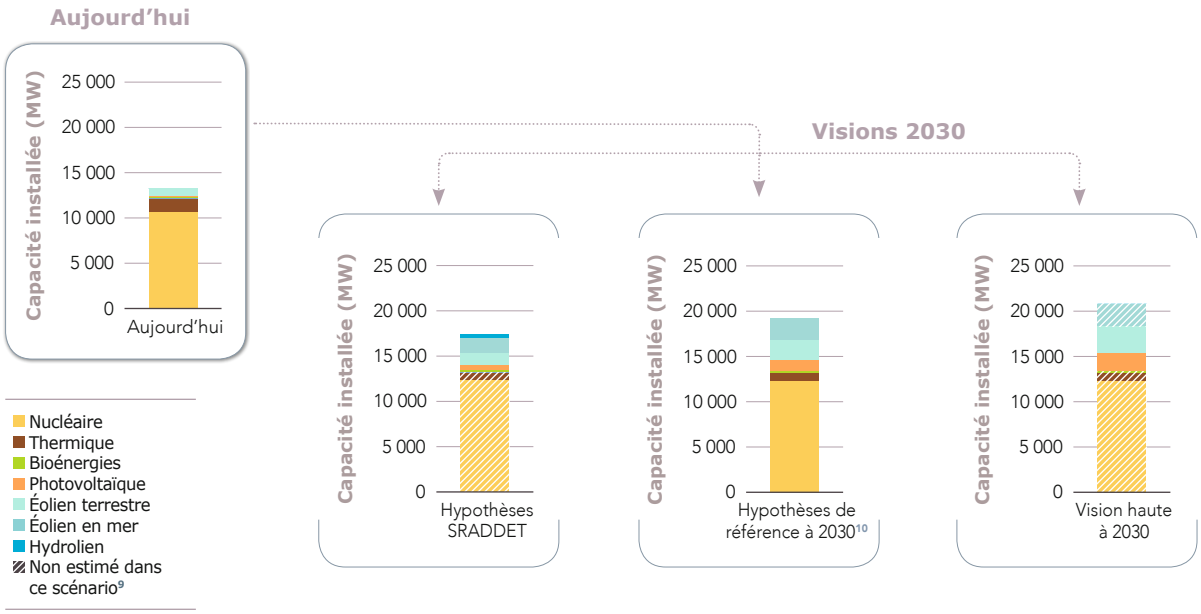
sur les projets du paquet 2 devra être mise à profit pour analyser l'ensemble des flux possibles, en intégrant également les évolutions du réseau dans les pays voisins (Belgique, Pays Bas et Allemagne).

En ce qui concerne le réseau de grand transport, la charge des grands axes qui relient la Normandie au Bassin parisien devra être surveillée. **L'axe Normandie-Manche-Paris fait en effet partie des quatre « zones de fragilité » identifiées dans le SDDR.** Le renforcement de la production offshore (au-delà de l'AO 4, déjà intégré au dimensionnement du réseau) et éventuellement de la capacité de production nucléaire augmenterait les contraintes de la zone, et pourrait rendre inéluctable un renforcement structurant du réseau 400 kV vers la région parisienne. La planification de ces renforcements (solutions légères ou structurantes) serait facilitée par l'adoption d'une vision d'ensemble des évolutions du mix en Normandie sur les 20 prochaines années, intégrant l'ensemble des moyens de production

Les réflexions sur le projet de SRADDET de la région Normandie aboutissent à des perspectives régionales de développement des énergies renouvelables terrestres modérées à l'horizon 2030. S'agissant de l'éolien, le scénario SRADDET reste inférieur aux autres scénarios analysés (1 325 MW dans la variante SRADDET, 3 000 MW dans la vision haute, 2 010 MW dans le scénario de référence pour 2030). La production éolienne terrestre en Normandie pourrait être multipliée par un facteur de 1,5 à 3,5 d'ici 2030.

S'agissant du solaire, les scénarios sont plus contrastés (525 MW dans la variante SRADDET, 2 000 MW dans la vision haute, 1 300 MW dans le scénario de référence pour 2030 – voir figure ci-dessous).

Figure 7.14 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



9. Reprise des données du scénario de référence
10. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.

Afin de faciliter ces évolutions, la révision du S3REnR à la maille de la nouvelle région Normandie permettra de définir les besoins d'adaptation du réseau et de création de nouveaux postes source, le cas échéant.

Concernant les ouvrages existants, d'importantes opérations de rénovation pourront être lancées pour répondre à l'enjeu de corrosion des pylônes soumis à une forte corrosivité saline. Les pylônes en acier noir, particulièrement sensibles à ces dégradations, seront prioritairement ciblés (1 500 pylônes métalliques sont concernés dans la région).

Enfin, la région est également concernée par la mise en œuvre du « plan PSEM » visant à garantir la continuité de service de certains postes électriques. En Normandie, le poste du Havre 225 kV qui alimente le cœur d'agglomération du Havre et celui de Penly 400 kV seront ainsi concernés par la mise en œuvre d'actions de reconstruction de poste.

La région Nouvelle-Aquitaine

S3REnR NOUVELLE-AQUITAINE (vision mai 2019)

Aquitaine

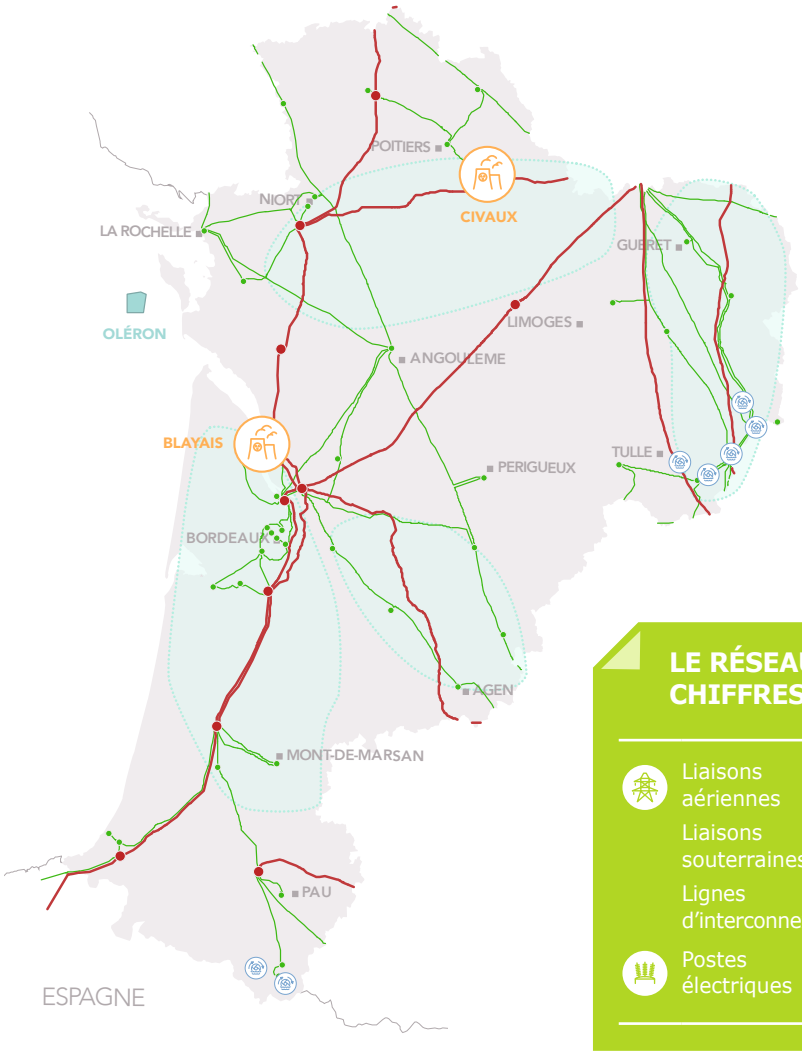
Date de publication	29/04/2015
Quote-part	24,21 k€/MW
Capacités réservées	830 MW
Taux d'affectation	100 %

Poitou-Charentes

Date de publication	07/08/2015
Quote-part	43,88 k€/MW
Capacités réservées	1513 MW
Taux d'affectation	78 %

Limousin

Date de publication	16/12/2014
Quote-part	25,63 k€/MW
Capacités réservées	647 MW
Taux d'affectation	54 %



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	12929 km
Liaisons souterraines	874 km
Lignes d'interconnexion	3
Postes électriques	350

Nucléaire
Hydraulique
En service
Fermeture prévue ou envisageable
Principales zones de développement EnR
Principales zones de développement de l'éolien marin
Lignes et postes 400 kV
Lignes et postes 225 kV

SYNTHÈSE

Le réseau électrique présent sur le territoire de la Nouvelle-Aquitaine, structuré par un axe nord-sud se prolongeant jusqu'en Espagne, est relativement peu dense en dehors des grandes zones urbaines. Parfois ancien dans les zones de montagne (Pyrénées, ouest du Massif central) où il a été développé en même temps que les premiers barrages hydrauliques, il est en outre exposé à des conditions météorologiques très variées nécessitant une attention particulière.
En regard, la Nouvelle-Aquitaine est une région dynamique au plan économique et attractive au plan démographique, notamment autour de Bordeaux et au Pays Basque. La région est également fortement engagée dans le développement des énergies renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque, avec des ambitions reconfirmées dans le cadre de son SRADDET.
Ces dynamiques contrastées sont au cœur des enjeux du SDDR : il s'agit de renouveler les infrastructures les plus anciennes, accroître la capacité du réseau à accueillir les énergies renouvelables et renforcer l'alimentation des zones urbaines et littorales en fort développement.

État des lieux

Il existe, dans le sud-ouest de la France, des enjeux spécifiques d'adaptation du réseau qui recoupent assez largement l'ensemble des priorités mises en avant dans le SDDR.

Tout d'abord, un premier enjeu porte sur l'adaptation de ce réseau à des flux qui résultent de manière croissante de dynamiques européennes. Le renforcement de l'interconnexion avec la péninsule ibérique constitue en effet, depuis plusieurs dizaines d'années, un objectif de l'Union européenne. Il se traduit notamment par un renforcement de la «verticale ouest» (axe Bordeaux - Pays Basque - Espagne) avec un projet de nouvelle interconnexion sous-marine *via* le Golfe de Gascogne[1]. De manière générale, le réseau de transport d'électricité en Nouvelle-Aquitaine se trouve donc traversé par des flux d'énergie croissants entre le Sud et le Nord de l'Europe. Ceux-ci varient dans des proportions croissantes au gré des fluctuations de la production éolienne et solaire tant en Espagne que par exemple en Allemagne, ou encore en fonction de la compétitivité relative des moyens de production thermique en Espagne (31 GW de centrales à gaz et 10 GW de centrales au charbon) et dans le nord et l'est de l'Europe.

Bien que ces flux soient portés par les principales artères 400 kV du réseau de transport, ils ont également un impact sur le réseau «local» sous-jacent, aux niveaux de tension inférieurs. Or ce dernier, développé dès la première moitié du XX^{e} autour des premières centrales hydrauliques implantées dans les Pyrénées et l'ouest du Massif central, n'est pas adapté à soutenir de tels flux, dont l'ampleur et les variations interfèrent avec les enjeux d'alimentation locale. Adapter progressivement le réseau pour tenir compte de cette nouvelle réalité européenne constitue l'un des défis en Nouvelle-Aquitaine (tout comme en Occitanie).

Un second enjeu porte sur l'état d'obsolescence, et parfois de corrosion, d'une partie du réseau de la zone. Le long de la façade atlantique, des actions importantes de renouvellement et de restructuration sont nécessaires au cours des prochaines années. Ces investissements vont prendre la suite de ceux réalisés au cours des 10 dernières années dans le cadre du programme de sécurisation mécanique, engagé suite aux tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999. À cette occasion, la tenue mécanique des pylônes avait été renforcée et certaines liaisons aériennes avaient été reconstruites en technologie souterraine.

Comme dans d'autres régions, des enjeux propres à la sécurisation de l'alimentation électrique des métropoles existent en Nouvelle-Aquitaine, où ils concernent principalement l'agglomération bordelaise (consommation électrique toujours croissante, renforcement des transports en commun et préparation de la bascule à la mobilité électrique, pression foncière conduisant à des demandes de mise en souterrain, etc.).

Enfin, le réseau devra être le support d'une forte croissance des énergies renouvelables au cours des prochaines années, qui augmentera les échanges interrégionaux et nécessitera des adaptations du réseau et des créations de nouveaux postes source. Les différents scénarios tablent notamment sur une forte croissance du solaire.

Vision du réseau à moyen terme

Au cours des prochaines années, les évolutions du réseau découlent directement de ces enjeux : renforcement de l'alimentation des agglomérations et zones littorales dont l'attractivité démographique ne se dément pas, adaptation du réseau aux nouvelles ambitions en matière d'énergies renouvelables portées par la région, renouvellement du réseau dans les zones où il est le plus ancien et prise en compte des besoins de déplacements d'ouvrages liés aux dynamiques de développement urbain.

Renforcement d'alimentation

Malgré une consommation d'électricité stable sur la région, les grandes agglomérations de la Nouvelle Aquitaine conservent une consommation dynamique en raison de leur attractivité démographique et économique. Cette tendance concerne principalement les grandes agglomérations, notamment la

1. Projet 476

métropole de Bordeaux (dont la population augmente de 1,6 % par an) et les zones littorales.

Cela se traduit par le raccordement de plusieurs postes de distribution pour le renforcement de la sécurité d'alimentation sur différentes zones, dont en particulier le littoral du Pays basque avec d'importants renforcements en cours[2].

Accueil des EnR

L'essor de la production renouvelable est très dynamique dans la région Nouvelle-Aquitaine, en particulier le solaire en ex-Aquitaine et l'éolien en ex-Poitou-Charentes. Cela a entraîné l'affectation de la totalité des capacités réservées du schéma S3REnR de l'ancienne région Aquitaine publié en 2015, de plus de 78 % des capacités réservées pour le schéma de Poitou-Charentes publié en 2015, et de plus de 54 % pour celui du Limousin publié en 2014 (à fin mai 2019). Les renforcements et créations à prévoir sur le réseau de répartition sont conséquents, avec des travaux sur les liaisons[3] ainsi que sur les postes[4]. La mise en service simultanée de ces productions conduit également à renforcer le besoin de moyens de compensation pour maintenir la tension dans ses limites normatives afin de conserver la sécurité du réseau[5].

Des gisements importants pour l'éolien ont émergé localement dans les zones de la Haute Vienne et dans le centre de l'ex-région Poitou-Charentes. Une adaptation du schéma Limousin a donc été élaborée mi-2018 et une adaptation de celui de Poitou-Charentes est en cours, afin de répondre à ces nouvelles visions.

Le renouvellement des concessions hydrauliques, dont le calendrier est encore inconnu à ce jour, pourrait donner lieu à des augmentations de puissance de certaines installations existantes et dans certains cas, générer également des besoins complémentaires d'adaptation du réseau. Ce point constitue une incertitude réelle à ce jour.

Renouvellement

Au-delà de l'application des politiques de rénovation du réseau, le réseau en région Nouvelle-Aquitaine fait face, comme certaines autres régions, à une problématique particulière : une part importante de ses ouvrages se situe en effet en zone de « corrosion forte », corrosivité issue des pollutions salines en proximité des zones littorales, urbaines ou industrielles. Suite aux diagnostics et analyses menés par RTE sur la durée de vie de certains types de pylônes situés dans ces zones, des opérations importantes de rénovation seront lancées. Il est ainsi prévu le renouvellement des pylônes les plus sensibles aux phénomènes de corrosion (pylônes en acier noir) dans ces dites zones à un horizon 2040. Cela concernera plus de 5 500 pylônes métalliques dans la région.

Aménagement des ouvrages

Dans les agglomérations en développement, et tout particulièrement dans la métropole de Bordeaux, la pression foncière et les grands projets d'aménagements urbains associés au développement économique et démographique font peser une forte pression sur la présence des ouvrages de transport d'électricité, en particulier l'emprise des lignes aériennes et les terrains jouxtant les postes électriques. Des projets de déplacements d'ouvrages ou de mises en souterrain sont ainsi engagés, parfois dans le cadre du dispositif MESIL (mise en souterrain d'initiative locale) comme par exemple en 2021 avec le projet de création d'une double liaison souterraine à 63 kV entre les deux postes de Paillères et Pessac dans l'agglomération bordelaise[6].

Enjeux à partir de 2025

Réseau de répartition

Tout d'abord, le développement des énergies renouvelables devrait s'accélérer encore au-delà de 2025 dans la région Nouvelle-Aquitaine. Le volume EnR à raccorder dans le cadre du futur S3REnR a été fixé à 12 200 MW supplémentaires.

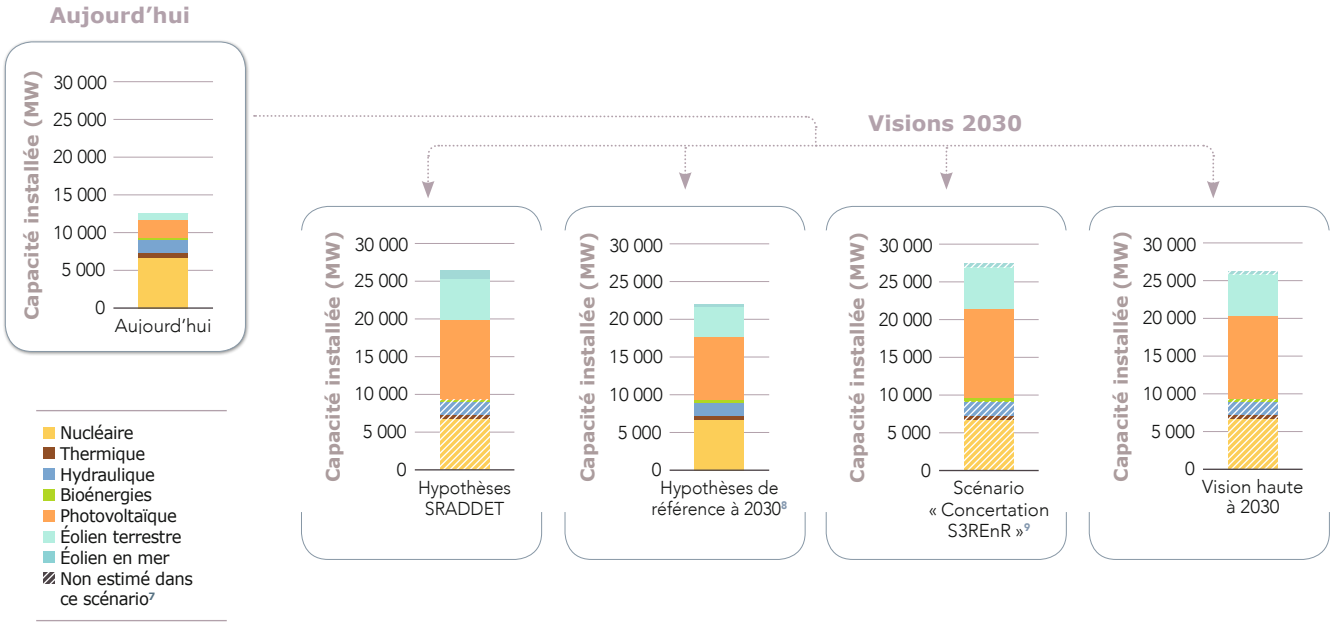
2. Projets 287, 396, 484 et 873, en 2019 ; projet 874 en 2020 ; projets 215, 885, 1008 et 940 en 2021, projet 466 et 938 en 2022 ; projet 942 en 2023 et projet 956 en 2025
3. Projets 692, 698, 703, en 2019 ; projet 1026, en 2020 ; projets 699, 700,701 et 702 en 2021-2022
4. Projet 707, 927 en 2019 ; projets 802, 883 et 884, en 2020 ; projets 704, 709, 808, 927, en 2021 ; projets 709, 800 et 803 en 2022
5. Projets 966, 1021, 1022, 1023, 1025 en 2020 ; projet 1044 en 2022
6. Projet 215

S'agissant de l'éolien, le scénario de concertation S3REnR, la vision SRADDET (ambition haute) et la vision haute convergent à ce stade des échanges (5500 MW en 2030 dans ces trois visions). La vision de référence du SDDR à 2030 se positionne en retrait (3900 MW à cet horizon), en tenant compte de faibles perspectives pour l'éolien terrestre dans le sud de la région. L'ensemble de ces visions impliquent nécessairement une inflexion importante du développement de la filière dans les dix prochaines années.

Concernant le solaire, les scénarios utilisés dans le SDDR présentent des visions contrastées. Le scénario de concertation S3REnR (11900 MW) et la vision SRADDET (10500 MW) sont proches, et correspondent à la vision haute établie dans le cadre de la concertation (11000 MW). La vision de référence du SDDR à 2030, bien qu'intégrant également un développement très significatif de la filière photovoltaïque, se situe en retrait (8350 MW en 2030), car elle retient une répartition géographique plus équilibrée pour atteindre, au niveau français, les objectifs de la PPE.

Dans tous les cas, la production renouvelable pourrait être multipliée entre 4 et 6 d'ici 2030, avec des besoins très importants d'adaptation sur le réseau de répartition et de création de nouveaux postes source. L'arrivée de ces gisements pourrait même nécessiter de nouvelles infrastructures en 400 kV, notamment en cas de raccordement de parcs photovoltaïques de très grande taille (~1 GW) dans des zones où le réseau de grand transport n'est pas suffisamment dimensionné pour évacuer ces productions. La révision du S3REnR Nouvelle-Aquitaine, déjà engagée afin de limiter la durée de la période de saturation des schémas des anciennes régions

Figure 7.15 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



7. Reprise des données du scénario de référence
8. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
9. Le scénario «Concertation S3REnR» est issu de la concertation engagée par RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution dans le cadre de l'élaboration du futur schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables, associant l'État, le Conseil régional et les fédérations de producteurs. Son volume correspond à l'objectif fixé par la préfète le 5/07/19.

Aquitaine et Poitou-Charentes, permettra d'identifier plus précisément les besoins d'adaptation et de création de nouveaux postes source.

S'agissant de l'éolien en mer, l'ambition portée par la région est d'atteindre 1 100 MW à l'horizon 2030. Dans les scénarios nationaux (en particulier le scénario de la PPE), un parc est prévu à ce stade au large de l'île d'Oléron, pour une capacité comprise entre 500 et 1 000 MW. Les analyses du SDDR montrent par ailleurs que la façade Sud atlantique est celle dont le potentiel de raccordement est le plus faible à l'horizon 2030.

Réseau de grand transport

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport dépendent de plusieurs déterminants : le développement des énergies renouvelables, les interconnexions avec l'Espagne et l'évolution du parc nucléaire. S'agissant des deux centrales nucléaires de la région, seule la centrale de Blayais est potentiellement concernée par la trajectoire de réduction de la part du nucléaire fixée dans le projet de PPE (cette centrale comporte 4 réacteurs du palier 900 MW, mis en service entre 1981 et 1993, tandis que la centrale de Civaux est constituée de deux réacteurs de 1 450 MW mis en service en 1997 et 1999). La centrale du Blayais, citée dans le projet de PPE, est structurante pour les flux régionaux. Dans cette région plus que dans d'autres, il sera nécessaire de disposer d'une vision suffisamment anticipée, avec un préavis supérieur à 3 ans, en cas de décision d'arrêt de réacteurs, avant de décider des renforcements structurants sur la façade atlantique.

Le renforcement de l'interconnexion avec l'Espagne figure parmi les priorités politiques de l'Union européenne. Il se traduit, dans le SDDR et dans la région Nouvelle Aquitaine, par le projet de liaison sous-marine Golfe de Gascogne[10], intégré au « paquet 1 » (projets dits « sans regret » voir chapitre 5) et RTE est pleinement engagé à sa réussite. Les projets transpyrénéens[11], envisagés à travers les Pyrénées, présentent en revanche à ce stade des incertitudes de nature économique et sociétale trop élevées pour pouvoir être engagés.

En tenant compte de ces différentes incertitudes, plusieurs lignes directrices peuvent être affichées. Deux fragilités sont identifiées :

1) La façade atlantique, dont le réseau devra être renforcé ;
2) Le réseau du limousin et la transversale nord/sud.

Dans l'ex région « Limousin » des restructurations sont possibles en tenant compte du vieillissement du réseau et en le redéployant en fonction des nouveaux besoins énergétiques locaux. Dans le cas d'un développement important des énergies renouvelables et de l'hydraulique dans le Massif central, le réseau 400 kV de la zone serait soumis à des flux plus importants et plus volatiles qui pourraient induire des risques accrus de surcharge. Dans la zone, des travaux importants sur la ligne 400 kV Eguzon-Rueyres[12] sont à l'étude pour renforcer les marges d'exploitation de la ligne existante. **Cette zone fait partie d'une des quatre zones de fragilité sur le réseau 400 kV, la zone « Massif central-Centre ».**

À long terme, près du littoral atlantique sur le réseau de grand transport (225 kV et 400 kV) traversant les régions Pays de la Loire et Nouvelle-Aquitaine, **une zone de fragilité « Façade atlantique »[13] est surveillée par RTE.** Ce réseau qui longe la façade atlantique, entre les postes électriques de Braud (Bordeaux), Granzay (Niort) et Distré (Saumur) soutient l'alimentation des zones de l'ouest et du sud-ouest de la France. Les flux dans cette zone sont notamment influencés par l'évacuation de la production nucléaire située dans les vallées de la Loire et de la Garonne et par les transits issus de la production d'énergies renouvelables dans la zone. À l'horizon 2025, la nouvelle ligne avec l'Espagne[14] accroîtra encore les flux circulant sur la verticale de la façade atlantique, déjà aujourd'hui l'une des plus chargée de France.

10. Projet 476
11. Projet 1039
12. Projet 340
13. Projet 478
14. Projet 476

L'optimisation du réseau existant, *via* le remplacement de matériels dans les postes électriques 400 kV de Granzay et de Distré[15], est engagée. Elle pourrait être poursuivie par des adaptations flexibles (mise en œuvre d'automates) sur les lignes à 225 kV environnantes afin de ré-aiguiller les flux et dégager des marges pour l'exploitation du réseau 400 kV. Au-delà, des renforcements structurels du réseau 400 kV pourraient également s'avérer nécessaires en fin de période. Ces éléments seront affinés en fonction de la trajectoire précise retenue sur le nucléaire et une fois la dynamique de développement des EnR prévue par la PPE engagée en pratique.

15. Projet 1035

La région Occitanie

LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	**10953 km**
Liaisons souterraines	**425 km**
Lignes d'interconnexion	**7**
Postes électriques	**355**

S3REnR OCCITANIE (vision mai 2019)

Midi-Pyrénées		Languedoc-Roussillon	
Date de publication	**07/02/2013**	Date de publication	**08/01/2015**
Quote-part	**72,20 k€/MW**	Quote-part	**36,94 k€/MW**
Capacités réservées	**1705 MW**	Capacités réservées	**1729 MW**
Taux d'affectation	**68%**	Taux d'affectation	**42%**

SYNTHÈSE

Le réseau électrique en Occitanie a la particularité d'être relativement ancien – il a été historiquement organisé autour des barrages hydrauliques installés dans les Pyrénées ou dans le Massif central au cours de la première moitié du siècle dernier – et de mailler un environnement territorial très divers (montagne, plaine, littoral…). Il est constitué aujourd'hui de matériels et infrastructures réseau de tous âges et tous types, qui présentent des enjeux de mise à niveau et de renouvellement importants.

En regard de cette situation historique, le développement des énergies renouvelables en Occitanie est l'un des plus dynamiques en France, et est appuyé par la perspective portée par la région de devenir une « région à énergie positive » à l'horizon 2050.

Cette tension entre les caractéristiques du réseau existant et les fortes ambitions de développement des EnR est au cœur des enjeux du SDDR pour adapter de manière optimale le réseau actuel aux défis de la transition énergétique. Elle se traduira par des investissements importants dans la région, notamment sur les réseaux de répartition, voire également sur le réseau de grand transport à plus long terme.

État des lieux

La région Occitanie accueille des moyens de production très diversifiés. La moitié de la production d'électricité régionale est assurée par la centrale nucléaire de Golfech, aux environs de Toulouse, un tiers par de l'hydraulique grâce aux barrages installés dans les Pyrénées, et le reste par l'éolien et le solaire. Il n'y a pas de centrale thermique installée dans la région.

Les gisements identifiés pour le développement de l'éolien et du solaire sont importants : certains départements (Aude, Pyrénées orientales, Lozère) présentent de très bonnes conditions de vent, et la région est caractérisée par un très fort ensoleillement.

La région Occitanie a réalisé un travail pionnier en France, sur l'évolution de ses approvisionnements en énergie sur le long terme. Dans ce cadre, elle a annoncé sa volonté de devenir une région à énergie positive (REPOS) à l'horizon 2050, c'est-à-dire à produire sur l'année autant d'énergie par l'intermédiaire de sources régionales qu'elle n'en consomme. RTE a été partenaire de cette réflexion, et a fourni des analyses prospectives sur l'évolution du système électrique dans la région à cette échéance, en partenariat avec l'ADEME. Ces études soulignent notamment à quel point la notion de « bilan énergétique équilibré » diffère selon qu'elle est analysée « en énergie » ou « en puissance ».

Le réseau électrique d'Occitanie s'est développé initialement pour acheminer la production des centrales hydrauliques implantées dans les Pyrénées et le Massif central vers la plaine toulousaine et le littoral méditerranéen, accompagnant ainsi le développement industriel régional. Il s'est ensuite renforcé par la création des grandes artères 400 kV : d'est en ouest pour relier la façade atlantique à la façade méditerranéenne puis la vallée du Rhône, et du nord au sud depuis le Centre jusqu'à l'Espagne. Il s'agit d'un réseau plus hétérogène et moins bien maillé que dans d'autres régions françaises : ce point de départ doit être intégré pour prendre en compte les évolutions à y apporter au cours des prochaines années.

1. Projet 152 en 2019
2. Projet 255. On pourrait citer également les projets 320, 957, 334, 335, 875, 1007, 878.

Vision du réseau à moyen terme

Sur la base de cette architecture, des adaptations du réseau sont aujourd'hui nécessaires et devront être engagées au cours des prochaines années :

- pour accueillir l'éolien et le solaire, dès lors qu'ils génèrent des flux remontant depuis les réseaux de distribution ou qu'ils nécessitent des installations de raccordement comme dans le cas de grandes fermes au sol ;
- pour accueillir des flux qui obéissent de plus en plus à une logique européenne, dans le cadre d'échanges accrus entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe ;
- pour sécuriser l'alimentation des principaux centres urbains (Toulouse, Montpellier, Béziers, Perpignan), dans lesquels la consommation électrique évolue de manière différente (légère croissance) que dans le reste de la région, du fait d'une forte attractivité démographique ;
- pour renouveler le réseau dans les zones où il est le plus ancien, notamment pour les infrastructures de réseau ayant accompagné la construction des barrages dans la première moitié du XX^{e} siècle ;
- pour prendre en compte les besoins de déplacement d'ouvrages liés aux dynamiques de développement urbain.

Au cours des prochaines années, le programme d'évolution du réseau répond à ces différentes problématiques.

Renforcer l'alimentation des zones urbaines

Malgré une consommation d'électricité stable sur la région, les grandes agglomérations de l'Occitanie conservent une consommation dynamique en raison de leur attractivité démographique et économique. Cette tendance concerne principalement les grandes agglomérations, notamment Toulouse (croissance démographique de 1,5 % par an), Montpellier, Béziers et Perpignan.

Cela se traduit par le raccordement de plusieurs postes de distribution et le renforcement de la sécurité d'alimentation sur différentes zones (par exemple la création d'une liaison 225 kV à proximité de Montpellier[1] ou la création du poste 225 kV Cabestany près de Perpignan[2]).

Accueillir les énergies renouvelables

Dans la perspective de devenir région à énergie positive, les ambitions de la région portées par le SRADDET à l'horizon 2030 mettent l'accent sur le développement du photovoltaïque et les perspectives offertes par l'éolien flottant sur l'arc méditerranéen.

L'essor de la production renouvelable est effectif et rapide dans la région Occitanie, avec l'affectation de plus de 68 % des capacités réservées à fin mai 2019 pour le schéma de l'ancienne région Midi-Pyrénées (publié en 2013), et de plus de 42 % pour celui de Languedoc-Roussillon (publié en 2015). Les adaptations à prévoir sur le réseau régional sont conséquentes, avec des travaux sur les liaisons[3] et des renforcements et des créations de nouveaux postes électriques[4]. En complément, le raccordement de deux projets pilotes de parcs éoliens flottants dans les zones de Leucate et Gruissan[5] nécessitera la création de liaisons sous-marines et leur raccordement au réseau.

Des gisements importants émergent localement en Lozère et une adaptation du schéma Languedoc Roussillon est en cours, afin de répondre à ces nouvelles visions.

Le renouvellement des concessions hydrauliques, dont le calendrier est encore inconnu à ce jour, pourrait donner lieu à des augmentations de puissance de certaines installations existantes et dans certains cas, générer également des besoins complémentaires d'adaptation du réseau. Ce point constitue une incertitude réelle à ce jour.

Renouveler les infrastructures de réseau

D'une part, une partie du réseau de la région Occitanie est ancienne, contemporaine des barrages construits dans la première moitié du XX^{e} siècle. Elle nécessite des travaux de renouvellement et de réhabilitation, comme ceux engagés actuellement, ou projetés à moyen terme, en vallée de la Garonne ou en Ariège[6]. Ces travaux sont au demeurant une opportunité de renforcer la capacité d'accueil des énergies renouvelables, ce qui conduit à adapter le réseau pour cette finalité au moment des opérations de réhabilitation.

D'autre part, au titre du « Plan PSEM » (voir chapitre 2), il est prévu d'agir sur certains postes en priorité. À ce titre, la réhabilitation et la mise en bâtiment du poste de « Peyrou 225 kV » est prévue d'ici 2025.

Aménagement des ouvrages

Au regard de l'attractivité démographique et économique des grandes métropoles, notamment à Toulouse, la pression est croissante sur la présence des ouvrages de transport d'électricité. L'étalement urbain, le développement continu des activités aéronautiques et spatiales (Airbus), le projet de troisième ligne de métro à Toulouse, sont autant d'enjeux qui peuvent le cas échéant occasionner des demandes de déplacements d'ouvrages dans les années à venir.

Enjeux à partir de 2025

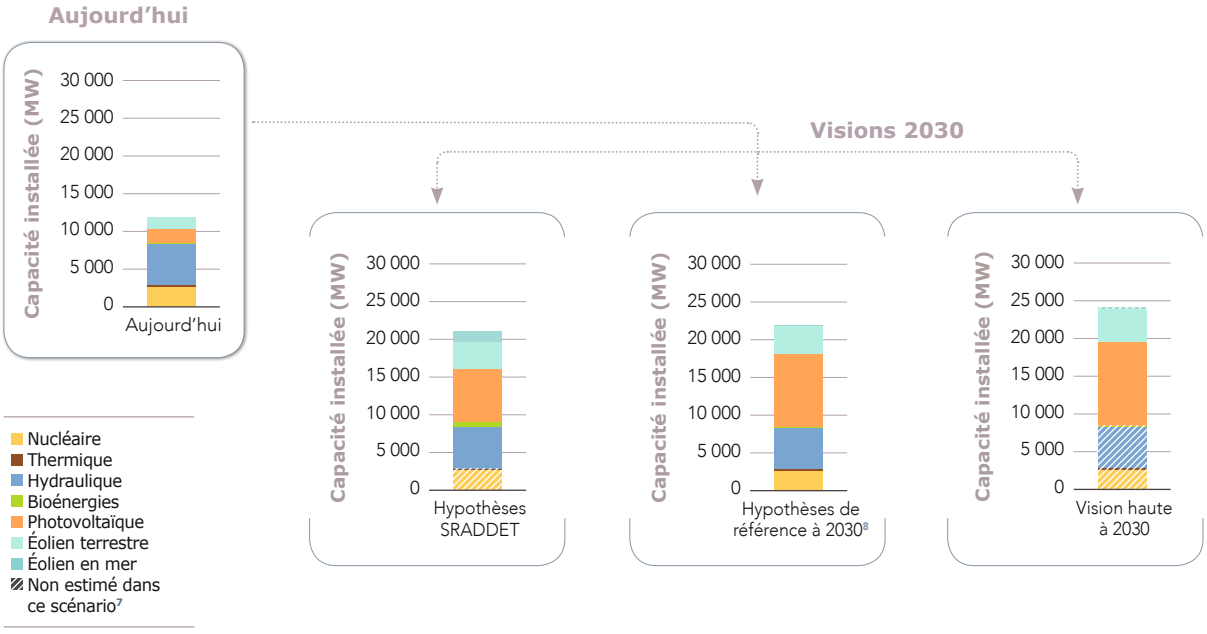
Au-delà de 2025, le réseau de la région Occitanie devra faire l'objet d'adaptations conséquentes, pour répondre aux enjeux liés à l'évolution du mix énergétique : développement des EnR, évolution des flux sur le réseau de grand transport en particulier.

Les réflexions sur le projet de SRADDET de la région Occitanie aboutissent à des perspectives régionales de développement des énergies renouvelables importantes à l'horizon 2030. S'agissant de l'éolien, deux des scénarios utilisés dans le SDDR, variante SRADDET et scénario de référence pour 2030, sont identiques (3600 MW). La vision haute considère un potentiel supérieur (4500 MW), en tenant compte notamment des importants gisements dans l'Aude et dans la Lozère (voir figure ci-après).

S'agissant du solaire, les scénarios étudiés présentent des différences significatives, mais traduisent une même dynamique d'augmentation rapide de la production photovoltaïque dans la région (6950 MW dans la variante SRADDET,

3. Projets 717, 958 en 2019 ; projet 710 en 2020 ; projets 716 en 2021 et projet 953 en 2023
4. Projets 197, 352, 489, 577, 578, 657, 711, 725, en 2019 ; projets 477, 487, 489, 658 en 2020 ; projets 217 et 493 en 2021 et projets 336, 412, 660 et 673 en 2022-2023
5. Projets 986 et 987 pour 24MW chacun en 2021
6. Projet 856 de remplacement des conducteurs entre les postes de Besseges et Les Salelles pour accueillir les énergies renouvelables et projet 1014 : réhabilitation de la liaison Ax-Les-Thermes - Castelet nécessaire pour l'évacuation de la production hydraulique en 2020 ; Projet 1015 en 2021 ; Projet 989 en 2022 et projet 674 en 2023

Figure 7.16 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



9 700 MW dans le scénario de référence pour 2030, 11 000 MW dans la vision haute).

Dans tous les cas, la production renouvelable intermittente en Occitanie pourrait être multipliée par 3 ou 4 d'ici 2030, avec des besoins très importants d'adaptation sur le réseau de répartition de la région et de création de postes source. La mise en service de ces nouvelles installations pourrait même nécessiter de nouvelles infrastructures de grand transport dans des zones où ce réseau n'est pas fortement dimensionné et où des projets de grandes fermes solaires (plusieurs centaines de MW) verraient le jour et devraient être raccordées à un niveau de tension élevé. Les travaux engagés sur la révision du S3REnR Occitanie permettront dans les mois qui viennent d'identifier plus précisément ces besoins.

Sur le réseau de grand transport, les flux d'énergie seront largement influencés par le développement important des énergies renouvelables, l'accroissement des échanges avec l'Espagne et le déclassement des premiers réacteurs nucléaires 900 MW (notamment dans la vallée du Rhône[9]. Cela concerne en particulier l'axe 400 kV entre le poste de la Gaudière (Carcassonne/Narbonne) et le poste de Tavel. **Cet axe est intégré à la zone de fragilité « Rhône – Bourgogne » identifiée dans le SDDR.** Des solutions pour répondre aux enjeux à venir sont envisagées dans le cadre d'études exploratoires. Ces éléments seront affinés en fonction du niveau de développement des EnR dans les régions du sud de la France.

Une part relativement importante du réseau de répartition de la région se situant en zone de « corrosion forte », l'Occitanie est particulièrement concernée par le « Plan corrosion » : 4 000 pylônes métalliques en acier noir devront être renouvelés dans la région à l'horizon 2040.

7. Reprise des données du scénario de référence
8. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
9. Projets 408 et 409

La région Pays de la Loire

LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	6400 km
Liaisons souterraines	413 km
Postes électriques	155

S3REnR PAYS DE LA LOIRE (vision mai 2019)

Date de publication	13/11/2015
Quote-part	13,98 k€/MW
Capacités réservées	1278 MW
Taux d'affectation	50 %



SYNTHÈSE

La région Pays-de-la-Loire, aujourd'hui fortement importatrice d'électricité, connaît une évolution du mix électrique du fait d'une forte réduction de la production fossile dans l'estuaire de la Loire.
À court terme, l'enjeu porte sur la fermeture ou la reconversion de la centrale de Cordemais. Celle-ci ne pose pas de problème de sécurité d'alimentation locale, pour autant qu'elle soit articulée avec le reste des évolutions prévues sur le mix en Normandie et en Bretagne.
À moyen terme, une première étape de développement des énergies renouvelables sera atteinte avec le raccordement de deux parcs d'éoliennes en mer à Saint-Nazaire et autour des îles d'Yeu et de Noirmoutier, et avec la poursuite du développement de l'éolien terrestre et du solaire. À l'horizon 2025, ces tendances ne conduisent pas à des adaptations structurantes du réseau, d'autant plus que des solutions innovantes sur le numérique sont testées dans la région.
À l'horizon 2031-2035, la réalisation de scénarios de fort développement des EnR – qui pourraient être retenus dans le SRADDET – et les évolutions attendues sur le mix électrique en général – notamment la fermeture de réacteurs nucléaires sur la vallée de la Loire – pourraient conduire à des adaptations plus structurantes y compris sur le réseau de grand transport. Celles-ci concerneront en priorité le renforcement de l'axe nord-sud «façade atlantique», qui constitue une zone de fragilité nationale identifiée dans le SDDR.

État des lieux

La région Pays de la Loire est fortement importatrice d'électricité ; la production y est faible (7,1 TWh en 2018), et la consommation d'électricité importante (25,5 TWh), notamment autour de l'agglomération nantaise. L'électricité consommée dans la région est donc en large partie produite le long de la Loire ou en Normandie, et acheminée *via* le réseau de transport d'électricité, facteur de solidarité entre les territoires.

À ce titre, la région bénéficie d'un réseau robuste et bien maillé qui a fait l'objet ces dernières années d'investissements importants pour garantir et sécuriser l'alimentation régionale et locale – avec par exemple la ligne Cotentin-Maine, axe 400 kV structurant permettant de renforcer la capacité d'acheminement depuis la Normandie. Le réseau est organisé autour de transversales est-ouest (permettant notamment d'acheminer l'électricité produite dans les centrales nucléaires de la Loire vers le Maine-et-Loire, la Loire-Atlantique et la Bretagne) et de connexions avec la Normandie.

De manière générale, l'alimentation électrique de la région s'inscrit dans la problématique générale de celle de l'Ouest de la France, et notamment de la Bretagne. Elle est caractérisée par une situation spécifique en matière de tenue de tension détaillée dans la synthèse du Bilan prévisionnel 2018 et son rapport complémentaire (avril 2019), et fait l'objet d'une attention particulière. Cette situation a conduit RTE à émettre des préconisations sur l'articulation du calendrier de fermeture – ou de reconversion – de la centrale de Cordemais avec les autres évolutions du mix – et notamment la mise en service de l'EPR de Flamanville ou de la centrale de Landivisiau dans le Finistère.

En Pays de la Loire, la production d'électricité est engagée dans une profonde mutation. Le parc historique de production thermique fossile se concentre principalement en Loire-Atlantique, dans l'estuaire de la Loire. Après la fermeture de la dernière centrale au fioul de Cordemais en 2018, la fin de la production d'électricité à partir de charbon a été annoncée par le Gouvernement pour 2022. Les deux dernières tranches de Cordemais sont concernées par un projet de reconversion appelé « Ecocombust », consistant à faire fonctionner la centrale à la biomasse végétale, et plus précisément en utilisant des déchets de bois.

Le parc de production ligérien s'est aussi diversifié ces dernières années avec une contribution croissante des énergies renouvelables qui représentent environ 36 % de l'électricité produite dans la région en 2018. Cette évolution du mix électrique devrait se poursuivre, portée par des objectifs de la PPE et du conseil régional dans le cadre de sa feuille de route énergétique et de la préparation du prochain SRADDET. Dans cet équilibre, la contribution des futurs parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire et des îles Yeu-Noirmoutier sera importante. Le projet au large de Saint-Nazaire doit être le premier parc français mis en service, à l'horizon 2022, et emporte l'adhésion et le soutien des acteurs politiques et économiques régionaux qui travaillent au développement de cette filière industrielle.

S'agissant de la consommation, le réseau alimente une population importante et en croissance (3,8 millions d'habitants[1], en augmentation de 30 000 personnes[2] par an), des métropoles et centres urbains ainsi que des zones industrielles de premier plan notamment dans l'estuaire de la Loire. La tendance à la stabilisation de la consommation constatée depuis plusieurs années, devrait se confirmer dans la prochaine décennie tout en intégrant la croissance démographique, le développement économique et celui des nouveaux usages de l'électricité.

C'est un réseau encore plus flexible qui permettra d'intégrer ces nouveaux usages de consommation tout en accélérant le développement des énergies renouvelables. Membre fondateur de l'association SMILE[3], RTE a engagé en Pays de la Loire un plan de numérisation de ses infrastructures (voir chapitre 4).

1. Insee 2017
2. Ores 2017
3. SMILE (SMart Ideas to Link Energies) est un projet collaboratif sur les régions Bretagne et Pays de la Loire, co-présidé par les deux conseils régionaux, pour le développement d'une filière économique dans le domaine des *smart grids*.

Vision du réseau à moyen terme

Des investissements sont en cours ou à venir à moyen terme pour accueillir les énergies renouvelables terrestres et en mer, pour consolider la sécurité d'alimentation de Nantes métropole et accompagner son développement ou encore, pour pérenniser et renouveler le réseau existant.

Accueil des EnR

Le développement de l'éolien en mer se traduira, au cours des prochaines années, par les raccordements des parcs d'éoliennes en mer de Saint-Nazaire[4] (480 MW) et de Yeu-Noirmoutier[5] (496 MW). Les travaux de déploiement des ouvrages de raccordement, en technologie 225 kV, commenceront rapidement pour le parc de Saint-Nazaire. La mise en service des parcs est attendue respectivement en 2022 pour Saint-Nazaire, et à partir de fin 2023 pour Yeu-Noirmoutier.

Sur le plan des énergies renouvelables terrestres, l'émergence progressive d'installations éoliennes et solaires conduit, à fin mai 2019, à un taux d'affectation des capacités réservées pour le S3REnR validé en 2015 de 50 %. Pour l'instant, l'ensemble de ces productions renouvelables ne nécessite pas d'adaptation structurante sur le réseau électrique, en dehors des ouvrages de raccordement.

Sécurisation de l'alimentation des grandes agglomérations

Des besoins de compléments de sécurisation de l'alimentation existent autour de la métropole nantaise et au sud des Pays de la Loire. Ils se traduisent par le renforcement de postes existants ou le raccordement de nouveaux postes[6] (à Cordemais et à Saint-Herblain) et par des renforcements de liaisons à 225 kV entre Mauges et Vertou[7] (à l'ouest de Nantes). La mise en souterrain de portions de lignes, à l'initiative de Nantes Métropole, a également été engagée pour accompagner les projets de développement des réseaux électriques intelligents.

Ossature numérique

Le couplage des technologies numériques et électriques permet de tirer le meilleur parti des infrastructures existantes et de développer de nouvelles solutions de flexibilité. Le poste de Merlatière en Vendée a notamment été retenu pour déployer une nouvelle génération de poste, concentrant un nouveau palier technique de contrôle-commande et de nombreux capteurs numériques. Cet investissement s'inscrit dans l'engagement de RTE auprès de l'association SMILE et des territoires pilotes et vitrines dans le développement des Réseaux Électriques Intelligents.

Enjeux de renouvellement

Au-delà du renouvellement naturel du réseau, le réseau de la région Pays de la Loire fait face, comme certaines autres régions, à une problématique particulière : une part relativement importante de ses ouvrages se situe en effet en zone de « corrosion forte », corrosivité issue des pollutions salines en proximité des zones littorales, urbaines ou industrielles. Suite aux diagnostics et analyses menés sur la durée de vie de certains types de pylônes situés dans ces zones, des opérations importantes de rénovation seront lancées au titre du Plan corrosion. Il est ainsi prévu le renouvellement des pylônes les plus sensibles aux phénomènes de corrosion dans ces dites zones à un horizon 2040. Cela concernera plus de 1 600 pylônes métalliques dans la région.

4. Projet 423
5. Projet 426
6. Projet 817 et projet 822 en 2020
7. Projet 930 en 2022

Enjeux à partir de 2025

À ce jour, la région n'a pas communiqué d'objectif de développement de la production solaire et éolienne pour son futur SRADDET. S'agissant de l'éolien, les deux scénarios utilisés dans le SDDR, présentent des visions contrastées d'une accélération du développement de la filière (3500 MW dans la vision haute, 2650 MW dans le scénario de référence pour 2030).

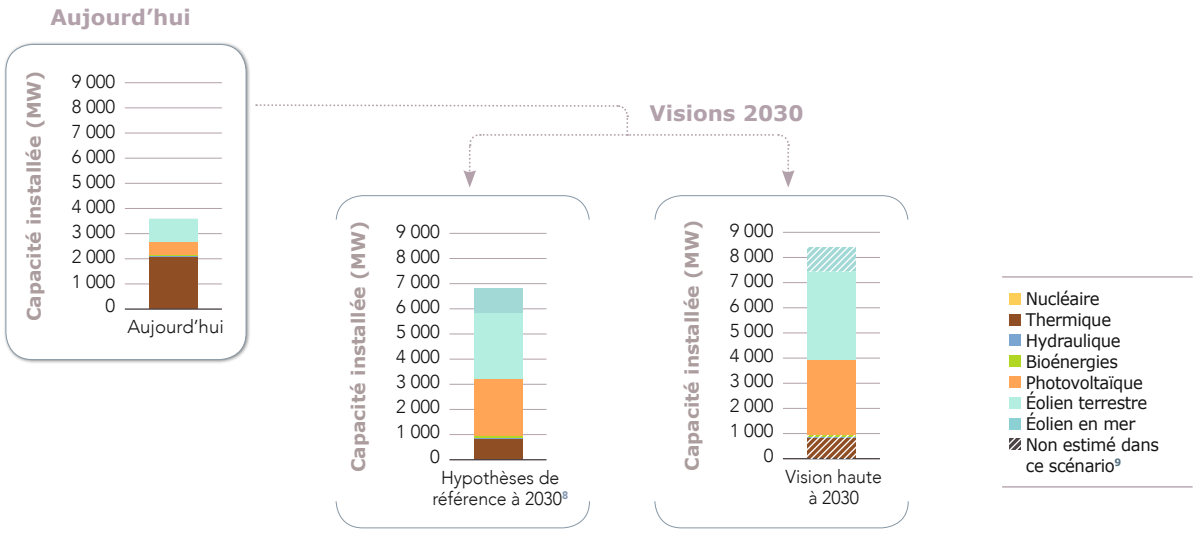
S'agissant du solaire, les deux scénarios présentent une vision plus convergente (3000 MW dans la vision haute, 2260 MW dans le scénario de référence pour 2030), nécessitant là aussi une inflexion dans la dynamique de développement de la production solaire en Pays de la Loire (voir figure suivante).

Sur la base de premières orientations, les objectifs du futur SRADDET pourraient se situer au-delà des hypothèses de référence retenues dans ce schéma. Selon les scénarios, la production renouvelable pourrait alors être multipliée par un facteur 3 à 5 à l'horizon 2030.

Quels que soient les scénarios considérés, les volumes importants d'EnR à intégrer se traduiront par des besoins d'adaptation en augmentation sur le réseau de répartition, avec la création de postes source et l'apport des solutions flexibles, dont certaines sont déployées de manière pionnière en région Pays de la Loire.

Ces perspectives de développement des EnR peuvent également entraîner des impacts très importants sur le réseau de grand transport (225 kV et 400 kV) traversant les régions Pays de la Loire et Nouvelle-Aquitaine. **Ce réseau qui longe la façade atlantique, entre les postes électriques de Braud (Bordeaux), Granzay (Niort) et Distré (Saumur), constitue l'une des 4 « zones de fragilité » identifiées dans le cadre du SDDR.** Avec le développement important de la production solaire et éolienne dans

Figure 7.17 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



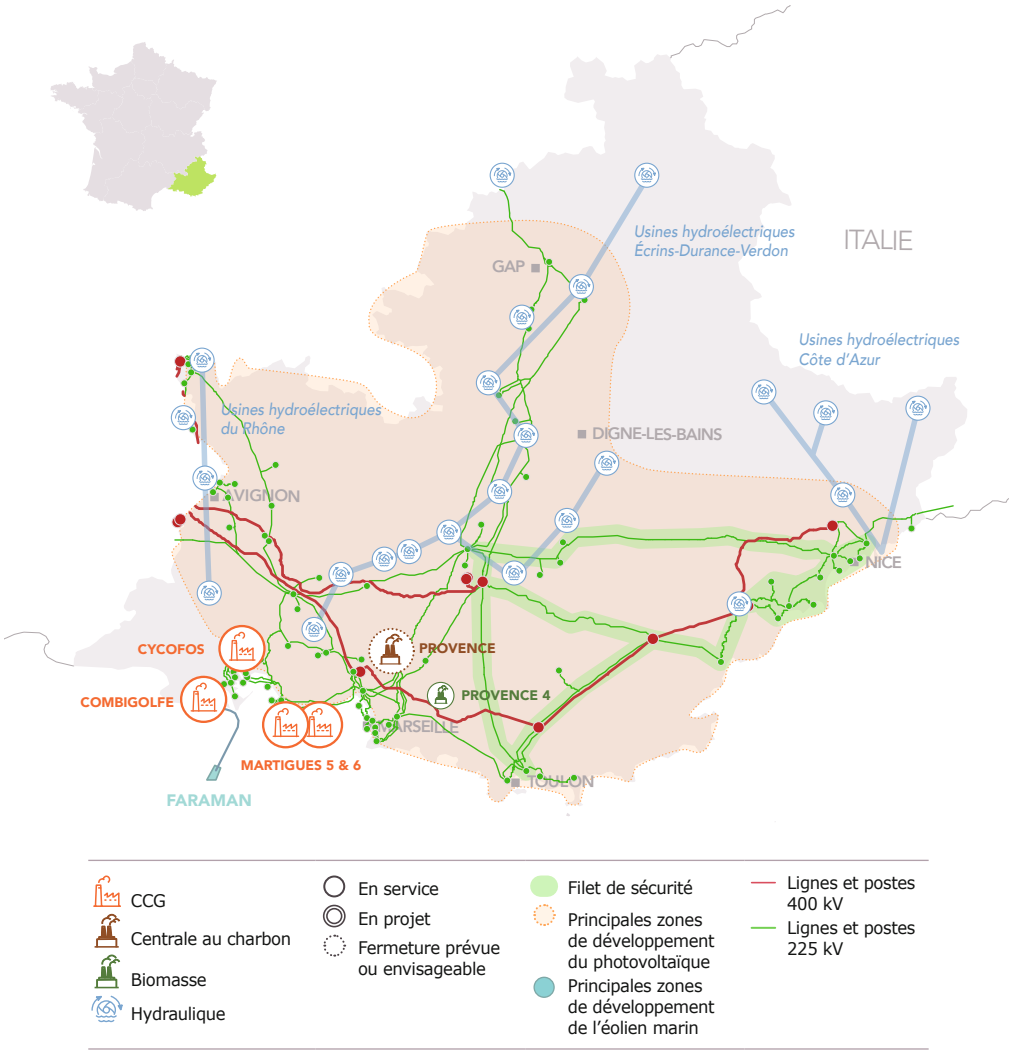
8. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
9. Reprise des données du scénario de référence

l'Ouest de la France, le déclassement envisagé de certains groupes nucléaires notamment en vallée de la Loire, et en tenant compte des projets d'interconnexions avec l'Espagne et la Grande-Bretagne, les flux sur l'axe à 400 kV Braud-Granzay-Distré pourraient s'accroître et nécessiter des renforcements du réseau électrique.

L'optimisation du réseau existant, *via* le remplacement de matériels dans les postes électriques 400 kV de Granzay et de Distré[10], est engagée. Elle pourrait être poursuivie par des adaptations flexibles (mise en œuvre d'automates) sur les lignes à 225 kV environnantes afin de ré-aiguiller les flux et dégager des marges pour l'exploitation du réseau 400 kV. Au-delà, des renforcements structurels du réseau 400 kV pourraient également s'avérer nécessaires en fin de période. Ces éléments seront affinés en fonction de la trajectoire précise retenue sur le nucléaire et une fois la dynamique de développement des EnR prévue par la PPE engagée en pratique.

10. Projet 1035

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur



LE RÉSEAU EN CHIFFRES (2018)

Liaisons aériennes	5607 km
Liaisons souterraines	803 km
Lignes d'interconnexion	2
Postes électriques	210

S3REnR PACA (vision mai 2019)

Date de publication	26/12/2014
Quote-part	19,15 k€/MW
Capacités réservées	1549 MW
Taux d'affectation	63%

SYNTHÈSE

Depuis une quinzaine d'années, le réseau électrique structurant de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a été notablement renforcé. Le parc de production d'électricité s'est également développé et diversifié, avec en particulier l'installation de quatre cycles combinés à gaz sur le territoire de la métropole Aix-Marseille-Provence. La région dispose désormais d'un niveau de sécurisation de son alimentation en électricité comparable à celui des autres régions françaises, même avec la perspective de fermeture de la centrale à charbon de Gardanne.

Le réseau électrique régional reste confronté aux mêmes enjeux que dans les régions voisines : obsolescence de certaines lignes aériennes, essentiellement en zone de montagne, mais aussi de câbles souterrains de première génération dans les agglomérations, corrosion des supports en zone littorale ou vieillissement des postes sous enveloppe métallique. Le programme majeur en cours de réalisation est la rénovation du réseau électrique de la Haute-Durance, qui répond à un double enjeu de renouvellement et d'adaptation aux évolutions de la demande.

À plus long terme, c'est le développement des énergies renouvelables qui sera le moteur principal des adaptations du réseau. Si l'éolien flottant en Méditerranée dispose désormais d'une feuille de route suffisamment précise pour anticiper les besoins de raccordement, les incertitudes restent fortes pour le photovoltaïque, tant en volume global qu'en typologie des projets à raccorder. Selon les scénarios, les besoins d'adaptation et de création de postes source peuvent être très différents et concerner des ouvrages à très haute tension en dehors du territoire régional.

État des lieux

Une réputation de « péninsule électrique », de moins en moins fondée

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur a historiquement été considérée comme une « péninsule électrique ». En particulier, l'est de la région combinait plusieurs caractéristiques propres à fragiliser son alimentation : une consommation électrique en forte augmentation, une absence de centrale de production, et un réseau faiblement développé.

Jusqu'à la fin des années 2000, la sécurité d'approvisionnement de la zone est demeurée très largement dépendante d'une unique ligne à très haute tension (400 kV) issue du poste de Tavel, dans le Gard. Cet « axe Sud » longe le littoral en desservant successivement les différentes agglomérations. Il en résultait une situation de forte vulnérabilité, tout incident sur la ligne conduisant à réduire les capacités d'importation régionale d'électricité et pouvant conduire à des délestages. Dans ces circonstances, la disponibilité des rares moyens de production existants faisait l'objet d'une vigilance particulière.

Au cours des 10 dernières années, les principaux déterminants de l'approvisionnement électrique ont tous évolué de manière satisfaisante.

En premier lieu, la consommation électrique s'est stabilisée, voire a diminué au cours des dernières années. Ces évolutions sont notamment dues aux progrès en matière d'efficacité énergétique. La consommation électrique de la grande industrie, qui représente un peu plus de 20 % de la consommation régionale, a également baissé au cours des dernières années.

En second lieu, la production d'électricité régionale a largement augmenté et s'est sensiblement diversifiée, en particulier dans les Bouches-du-Rhône avec la mise en service de quatre groupes à cycle combiné au gaz. Par ailleurs, le développement des filières bioénergies et photovoltaïque s'est accéléré. La production d'électricité régionale est ainsi passée de 13,7 TWh en 2007 à plus de 20 TWh en 2017, représentant plus de la moitié de la consommation régionale.

Surtout, le réseau électrique de répartition dans la région a été notablement renforcé depuis dix ans. En lien avec l'arrivée du projet international de réacteur de fusion « ITER », la ligne entre les postes de Tavel et de Boutre (Cadarache) a été exploitée à sa tension maximale, avec deux circuits à 400 kV (comme l'axe Sud). À partir de la zone de Boutre, plusieurs axes distincts à 225 kV ont été développés ou renforcés, dans le cadre du « filet de sécurité », afin d'acheminer l'électricité vers les métropoles de Toulon et de Nice, ainsi que vers les zones de Fréjus-Saint-Raphaël et Cannes-Mougins. On peut donc désormais considérer que l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur dispose de deux voies distinctes d'alimentation électrique, l'axe historique au sud, et l'axe nord vers Boutre/Cadarache complété par les différentes lignes du « filet de sécurité ».

S'agissant de la ligne à 225 kV d'interconnexion avec l'Italie, elle ne participe que de manière marginale aux échanges européens. Elle est néanmoins suffisante pour apporter un secours mutuel entre les deux territoires frontaliers : les Alpes-Maritimes et la côte ligure en Italie. L'installation d'un « transformateur-déphaseur » en Italie permet, depuis quelques années, de réguler le niveau d'échange entre les deux pays, dans la limite de la capacité de la ligne.

Un réseau qui accompagne l'urbanisation du littoral et qui est rénové dans les territoires de montagne

Dans les départements du littoral, RTE accompagne la croissance des trois métropoles d'Aix-Marseille, de Nice et de Toulon, ainsi que la péri-urbanisation autour des villes moyennes. Cela s'est traduit au cours des dernières années par des créations de postes source et de nouvelles liaisons souterraines.

Dans les territoires de montagne, de nombreuses lignes existantes datent de l'aménagement des premières centrales hydrauliques dans la première moitié du XX^{e} siècle. Leur état d'obsolescence nécessite des actions afin de rénover le réseau et de l'adapter au besoin de la transition énergétique. Le renouvellement de différentes lignes a été

engagé depuis plusieurs années dans l'arrière-pays niçois ou dans le Verdon[1]. Dans certains secteurs, comme en Haute-Durance ou dans le Buëch, une simple rénovation à l'identique n'aurait pas permis à ce réseau de faire face aux besoins de la consommation ou de la production renouvelable : des opérations de restructuration plus importantes ont donc été engagées, notamment dans le cadre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Ainsi :

- dans la vallée de la Durance[2], entre Manosque et Sisteron, RTE a remplacé les câbles électriques des lignes existantes pour pouvoir accueillir 220 MW supplémentaires.
- un nouveau poste source en cours de création à Valderoure[3], au nord de Grasse, permettra d'offrir 74 MW supplémentaires pour le développement de la production renouvelable dans les Alpes-Maritimes.

Vision du réseau à moyen terme

Evolution de la consommation et de la production

À moyen terme, la consommation électrique régionale devrait rester dans la tendance observée ces dernières années, stable ou en baisse.

À un horizon de 5 ans, l'installation de nouvelles installations industrielles ou tertiaires consommatrices d'électricité *(data centers* ou électrolyseurs) dans la zone est vraisemblable. S'agissant des électrolyseurs, flexibles par nature, ils devraient présenter un caractère effaçable, permettant de limiter l'impact sur la pointe de consommation. S'agissant des *data centers*, ils ont une consommation généralement stable, voire moindre en hiver du fait d'un moindre besoin de refroidissement.

La consommation électrique de la région reste corrélée aux vagues de froid, et les acteurs économiques tout comme le grand public sont sensibilisés à l'enjeu de la maîtrise des consommations d'électricité. En partenariat avec l'État, l'ADEME et les grandes collectivités régionales, RTE poursuivra sa contribution à cette sensibilisation à travers le dispositif EcoWatt, qui signale à l'avance les journées de plus forte consommation et promeut l'adoption d'écogestes.

La fermeture de la centrale au charbon de Gardanne (« Provence 5 ») a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici 2022 et est intégrée au « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018. À l'exception de cette centrale, il n'existe pas de perspective de fermeture des moyens de production d'électricité de la zone, et notamment des cycles combinés au gaz de la zone de Fos. Ces différentes centrales sont de conception récente et donc conformes aux normes environnementales en vigueur. La mise en place du mécanisme de capacité a permis d'apporter un complément de rémunération à leur exploitant, afin de valoriser leur disponibilité pendant les périodes de l'année où la consommation est la plus forte. Dans tous les scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel, ces cycles combinés trouvent des débouchés économiques pour leur production d'électricité.

Dans ce contexte, la sécurité d'alimentation locale sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est assurée au cours des prochaines années, même durant une vague de froid extrême. L'appel aux leviers post-marché, visant à éviter la coupure de consommateurs, ne serait nécessaire que dans l'hypothèse d'une conjonction extrêmement peu probable d'aléas défavorables portant de manière simultanée sur le réseau, la production et la consommation.

Des adaptations nécessaires pour accompagner le développement de la production renouvelable

Dans le contexte actuel de stabilité de la consommation, c'est le développement de la production photovoltaïque qui devrait, dans les années à venir, générer des besoins de renforcements structurants sur le réseau.

1. Projet 720
2. Projets 721 et 722
3. Projet 574 en 2020

Dès à présent, malgré les nouveaux investissements déjà en cours, depuis début 2019, les capacités d'accueil sont saturées dans la majeure partie des Alpes-du-Sud (Hautes-Alpes, nord des Alpes-de-Haute-Provence). RTE a donc engagé fin 2018, une procédure d'adaptation du schéma visant à identifier des investissements susceptibles de développer cette capacité d'accueil, en attendant la révision plus globale du S3REnR. Dans ce cadre, les principes décrits dans le chapitre 3 seront pleinement mobilisés dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Les besoins complémentaires sont actuellement à l'étude, en lien avec les ambitions du SRADDET et l'élaboration du futur S3REnR.

Réseau en mer : des projets de parcs éoliens flottants annoncés par le Gouvernement et qui devront être raccordés au réseau par RTE

S'agissant spécifiquement du développement de l'éolien flottant, le Gouvernement a annoncé en juin 2019 qu'au moins deux appels d'offres seront lancés en Méditerranée sur la période de la PPE, respectivement en région Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur, pour des parcs d'environ 250 MW chacun, pouvant ensuite être portés à 750 MW dans le cadre de raccordements mutualisés et selon le niveau de coût de la filière.

Le cadre législatif en vigueur depuis la loi hydrocarbures de 2017 confie à RTE la prise en charge de l'ensemble du raccordement des éoliennes en mer (poste en mer, liaison sous-marine, atterrage et liaison souterraine permettant le raccordement au réseau terrestre). Pour ces infrastructures de réseau, RTE visera à mettre en œuvre les leviers d'optimisation et de mutualisation identifiés dans le chapitre 6 du SDDR, avec notamment le développement d'un « hub » modulaire, sous réserve d'une planification de long terme du développement de l'éolien en mer dans la zone, partagée avec les pouvoirs publics.

L'intégration des premiers parcs éoliens flottants au réseau ne devrait par ailleurs pas nécessiter de renforcement structurant du réseau amont. Pour la zone située au large de Fos-sur-Mer, RTE a ainsi évalué une capacité de raccordement possible jusqu'à environ 1 GW sans besoin de création de nouvel axe structurant du réseau terrestre, soit un niveau supérieur aux 750 MW envisagés dans la zone selon l'annonce du ministre. Le réseau de transport existant devrait donc être en mesure d'accompagner le développement de l'éolien flottant dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

L'adaptation du réseau électrique en Haute-Durance[4]

La vallée de la Durance, au nord du lac de Serre-Ponçon, reste essentiellement alimentée en électricité par une ligne électrique « très haute tension » de 150 kV, datant de 1936 et reliant sur plus de 100 km les vallées de la Maurienne et de la Durance en passant, à 2800 m d'altitude, par les cols du Lautaret et du Galibier. Cette ligne est aujourd'hui vétuste et insuffisante pour satisfaire les besoins en électricité d'une vallée dont la population triple en hiver avec le tourisme.

Un ambitieux programme de rénovation a été engagé, et les travaux ont débuté en 2015. Ce programme prévoit que les 105 kilomètres de lignes à 150 kV seront remplacés par 90 km de lignes à 225 kV reconstruits soit en lieu et place, soit à l'écart des zones habitées sur les versants forestiers. Surtout, environ 100 km de lignes aériennes existantes à 63 kV seront démontées et reconstruites en souterrain.

La multiplication des recours contentieux autour de ce programme de rénovation a d'ores et déjà généré plusieurs années de retard dans sa mise en œuvre. Les risques de coupure sont réels en cas d'hiver rigoureux et d'incident sur l'un des ouvrages électriques de la zone. L'achèvement de ce programme constitue donc un enjeu important des prochaines années.

4. Projet 402

Des adaptations locales pour accompagner les nouveaux usages de l'électricité

Comme dans toutes les régions, l'urbanisation et le développement des nouveaux usages peut faire évoluer la géographie et la forme de la consommation d'électricité. La métropole d'Aix-Marseille présente en particulier des atouts spécifiques pour accueillir des *data centers.* Différents projets de développement de l'électrolyse sont à l'étude dans la région, soit à proximité des territoires de production photovoltaïque (projet « HyGreen Provence » à Manosque) soit à proximité des sites industriels. Dans les différents ports du littoral, la question de l'alimentation électrique des navires à quai est également à l'ordre du jour. Enfin, les réseaux devront accompagner le rythme de développement de la mobilité électrique, à travers l'électrification des transports collectifs et le développement d'un parc de véhicules électriques individuels. Ces différents besoins devraient pouvoir être satisfaits par des adaptations locales du réseau (nouveaux postes source, ajouts de transformateurs) sans impact sur les grands axes structurants.

Renouvellement : l'enjeu des câbles souterrains de première génération

Cela fait plus de 50 ans que l'on recourt à la technologie des câbles souterrains pour acheminer l'électricité au cœur des grandes agglomérations. Les câbles de première génération, utilisant de l'huile minérale pour leur isolation, atteignent leur fin de vie et présentent des inconvénients, tels qu'une plus grande exposition aux agressions extérieures (comme à Cannes début 2019, à l'occasion de travaux urbains) ou un risque accru d'incendie (comme à Marseille à l'été 2018). Au cœur des principales agglomérations, RTE commence à procéder au remplacement des générations de câbles les plus anciens. Des travaux entre Mougins et Cannes devraient se terminer en 2019. À Toulon, des travaux similaires sont programmés. À Marseille, ce sont les travaux du tramway qui vont conduire RTE à anticiper de quelques années ce remplacement.

Renouvellement : le traitement des phénomènes de corrosion

Au-delà de l'application des politiques de rénovation du réseau, le réseau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur fait face, comme certaines autres régions, à une problématique particulière. Une part relativement importante de ses ouvrages se situe en effet en zone de « corrosion forte », corrosivité issue des pollutions salines en proximité des zones littorales, urbaines ou industrielles. Suite aux diagnostics et analyses menés par RTE sur la durée de vie de certains types de pylônes situés dans ces zones, des opérations importantes de rénovation seront lancées. Il est ainsi prévu, au titre du « plan corrosion » (voir chapitre 2), le renouvellement des pylônes les plus sensibles aux phénomènes de corrosion (pylônes en acier noir) dans ces dites zones à un horizon 2040. Cela concernera plus de 2 800 pylônes métalliques dans la région.

Renouvellement : la rénovation des postes sous enveloppe métallique

La région sera également concernée par un plan d'action visant à rénover un certain nombre de postes électriques urbains, dits « sous enveloppe métallique » utilisant comme isolant du gaz SF_6. Sont prévues dans ce cadre des opérations importantes de réhabilitation, de reconstruction, ou de couverture des postes électriques sous enveloppe métallique dont le vieillissement génère des désordres. Les sites de Mougins, Menton et Mazargues seront ainsi reconstruits ou mis en bâtiment d'ici 2030.

En outre, la région Provence-Alpes-Côte d'Azur accueillera, dès 2019 à Grimaud (Var)[5], le premier poste électrique sous enveloppe métallique doté d'un gaz isolant alternatif au SF_6, le « G3 » (« Green Gas for the Grid »), développé par GE. Si le retour d'expérience de cette technologie est positif, il pourrait ouvrir la voie à une généralisation ultérieure de cette technologie.

5. Projet 327 en 2019

Ossature numérique

L'un des axes du SDDR consiste à déployer des technologies numériques pour tirer le meilleur parti des infrastructures existantes, et développer ainsi un « réseau augmenté », plus résilient et apte à accompagner la transition énergétique.

En région Provence-Alpes-Côte d'Azur comme dans toutes les régions, RTE déploiera progressivement la technologie numérique dans ses postes électriques, favorisant le développement du monitoring à distance des équipements, de la télé-opération et de la télé-maintenance. La technologie numérique facilite également la mise en place « d'automates de zone », aptes à réagir très rapidement en cas d'incident et à limiter les conséquences de tels incidents. Le besoin de tels automates va se multiplier avec l'essor des énergies renouvelables.

Deux projets plus spécifiques sont en cours de déploiement, en articulation avec le projet « Flexgrid » de déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents en région Provence-Alpes-Côte d'Azur :

- 13 capteurs ont été installés en 2017 sur la ligne à 400 kV entre Avignon et Marseille : il s'agit d'accroître sa capacité en tenant compte de l'effet de refroidissement du mistral. La phase d'acquisition de données est en cours, afin de développer à terme des modèles météorologiques de comportement de la ligne ;
- Le site de Ventavon, dans les Hautes-Alpes, accueillera d'ici 2020 des batteries de forte puissance pour faciliter l'intégration de la production photovoltaïque au réseau. Il s'agit de l'un des trois sites en France retenus par RTE pour expérimenter cette technologie.

Les enjeux à partir de 2025

Les perspectives de développement de la production renouvelable constituent le principal enjeu de la région. Plus particulièrement, deux zones font l'objet d'un suivi particulier par RTE au regard de la possibilité d'apparition d'enjeux à moyen ou long terme :

- La métropole d'Aix-Marseille, qui pourrait voir s'amplifier son rôle de carrefour d'échanges d'électricité ;
- La vallée du Rhône, qui constitue le principal axe d'échange de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur avec le reste de la France.

L'enjeu de la transition énergétique, avec le développement ambitieux du photovoltaïque

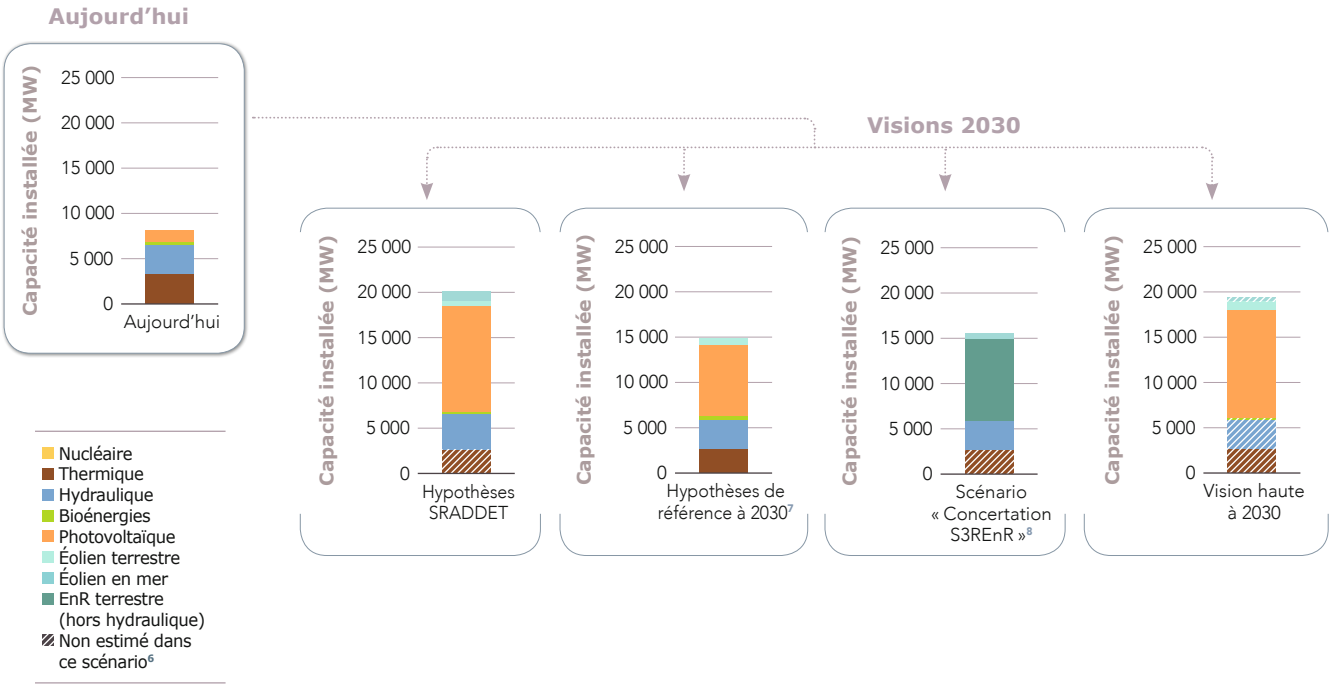
Le SRADDET a fixé une ambition majeure pour la région à l'horizon 2050 : produire localement assez d'énergie décarbonée pour satisfaire l'ensemble des besoins énergétiques régionaux. Cette ambition se traduit par un objectif d'accueillir plus de 47 GW de production photovoltaïque à l'horizon 2050. Le SRADDET ne détaille toutefois pas la manière dont cette production, par nature intermittente, pourra répondre aux besoins énergétiques liés à l'éclairage, au chauffage, à la mobilité, à l'industrie etc. Cela suppose un profond changement de paradigme énergétique. Différentes expérimentations sont en cours autour du *« power-to-gas »*, de la mobilité intelligente, du stockage de l'énergie, etc.

À l'horizon 2030, l'objectif du SRADDET (11 730 MW) correspond à la vision haute utilisée dans le SDDR (12 000 MW), le scénario de référence à 2030 se positionnant en retrait (7 900 MW). Pour une capacité installée de l'ordre de 10 GW, et hors nouveaux débouchés pour la production photovoltaïque, les modèles de RTE identifient, dès 2030 et pendant les périodes d'ensoleillement, un excédent important de production d'électricité par rapport à la consommation. Il devient alors nécessaire d'adapter les grands axes structurants du réseau, dans la région et au-delà en vallée du Rhône, pour acheminer l'excédent vers les régions voisines (alors que l'ambition du SRADDET consisterait à orienter cette production renouvelable vers la satisfaction des besoins régionaux).

S'agissant de l'éolien, les différents scénarios utilisés dans le SDDR présentent des ambitions plus modérées et sont globalement convergents (600 MW dans la variante SRADDET, 900 MW dans la vision haute, 700 MW dans le scénario de référence pour 2030 – voir figure suivante).

Au premier semestre 2019, RTE a engagé un important travail de concertation avec les pouvoirs publics et les producteurs pour évaluer plus précisément le gisement de production renouvelable à l'horizon 2030. Sur la base d'objectifs territorialisés, ce travail a débouché sur l'estimation d'un gisement global de l'ordre de 9 GW, correspondant à environ 70 % de l'ambition du SRADDET à ce même horizon. L'accueil de ce gisement nécessitera des adaptations importantes du réseau pour fluidifier les échanges intra-régionaux, notamment entre les départements alpins et le littoral et la création de nouveaux postes source, dans les zones où le réseau existant ne permet pas de l'accueillir. Il a toutefois un impact plus limité sur les flux inter-régionaux et sur le besoin d'adapter les grands axes à très haute tension. L'acceptabilité de ce scénario apparaît meilleure et ses coûts raisonnables. La poursuite de la concertation autour de l'élaboration du S3REnR permettra de déterminer le bon niveau d'ambition à retenir.

Figure 7.19 Scénarios d'évolution des capacités de production à 2030



6. Reprise des données du scénario de référence
7. Les hypothèses de référence ont été fixées sur la base des remontées des producteurs EnR et de leurs fédérations dans le cadre de la concertation réalisée lors de l'élaboration du schéma. À partir de cette vision, une clé de répartition par zones géographiques a été établie et appliquée aux volumes cibles du projet de PPE. Pour le nucléaire, l'évolution de la puissance installée a été obtenue en appliquant les orientations de la PPE (arrêt de 14 des 32 réacteurs 900 MW y compris Fessenheim, en privilégiant l'échéance de la 5e visite décennale, tout en conservant une activité dans chacun des sites) ainsi qu'un critère d'âge, sans préjudice des orientations qui seront retenues *in fine* par les pouvoirs publics et l'exploitant.
8. Le scénario «Concertation S3REnR» est issu de la concertation engagée par RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution dans le cadre de l'élaboration du futur schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables, associant l'État, le Conseil régional et les fédérations de producteurs.

La métropole d'Aix-Marseille, au carrefour des flux électriques régionaux

Le territoire de la métropole d'Aix-Marseille a jusqu'à présent été principalement traversé par les flux électriques issus de la vallée du Rhône et à destination de la Côte d'Azur. Au cours des années à venir, elle devrait voir s'accroître son rôle de carrefour entre des flux d'électricité variables selon la saison ou l'heure de la journée :

- Au sud-ouest, la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer sera alternativement exportatrice d'électricité, lorsque les cycles combinés à gaz et l'éolien flottant produiront, ou importatrice d'électricité pour répondre aux besoins industriels existants ou à d'éventuels nouveaux besoins tels que la production « d'hydrogène décarboné » par électrolyse ;
- Au nord-ouest, les flux d'électricité en provenance de la vallée de la Durance devraient s'accroître, la production photovoltaïque s'ajoutant à la production hydroélectrique historique ;
- À l'est, le développement de la production solaire dans le Var génère des phénomènes de refoulement d'électricité des réseaux de distribution vers le réseau de transport ;
- Enfin, à la pointe du soir en hiver, les flux devraient continuer à provenir majoritairement du nord-ouest, en provenance de la vallée du Rhône.

Sur ce territoire qui concentre de multiples enjeux humains et industriels, des aménagements structurants pourraient devenir nécessaires pour renforcer la capacité du réseau à faire face à ces changements fréquents de configuration des flux, mais également pour accroître sa résilience vis-à-vis des risques naturels (orages, incendies, inondations…) dans le cadre plus général de la stratégie d'adaptation du réseau au changement climatique.

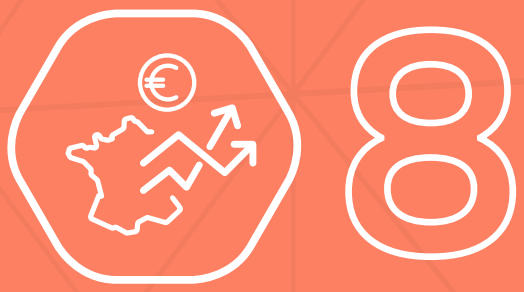
La vallée du Rhône, un axe national stratégique

Comme évoqué précédemment, les flux d'électricité sur le réseau de grand transport en vallée du Rhône seront largement influencés par le développement important des énergies renouvelables dans les régions Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur, par l'évolution des échanges électriques avec l'Espagne, ainsi que par le déclassement de groupes nucléaires le long du Rhône.

En fonction de l'importance et du calendrier précis de ces phénomènes, l'axe 400 kV de la vallée du Rhône et l'axe double Tavel - Realtor vers Marseille et Nice pourraient être fragilisés. **Dans le SDDR, ces axes font partie d'une zone plus large de fragilité « Bourgogne-Rhône », identifiée comme l'une des 4 zones de fragilité sur le territoire national.**

Des solutions pour répondre aux enjeux à venir sont envisagées dans le cadre d'études exploratoires[9]. Ces éléments seront affinés en fonction de la trajectoire précise retenue sur le nucléaire (non connue à ce stade par RTE) et du niveau de développement effectif des énergies renouvelables dans les régions du sud de la France. Ils font partie des solutions structurantes qui devront être conçues au cours des prochaines années, afin d'être engagées entre 2025 et 2030 (voir chapitre 3).

9. Projets 408 et 409



LES TRAJECTOIRES COMPLÈTES

8. LES TRAJECTOIRES COMPLÈTES : UNE STABILITÉ DE LA PART DU RÉSEAU DE TRANSPORT DANS LE COÛT COMPLET DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

L'analyse réalisée dans le cadre du SDDR permet de disposer de trajectoires prévisionnelles d'évolution des dépenses de réseau cohérentes avec le nouveau cadre créé par la PPE. En ce sens, le SDDR marque une étape importante, dans la mesure où ces trajectoires sont chiffrées et où ce chiffrage couvre l'ensemble des postes de dépenses associées à l'infrastructure de réseau, sur les CAPEX comme sur les OPEX.

L'évaluation des dépenses et de leurs leviers de maîtrise est réalisée avec un objectif d'optimisation à l'échelle de la collectivité. En particulier, l'analyse ne privilégie à aucun moment les CAPEX par rapport aux OPEX.

Cette analyse permet de dégager plusieurs conclusions importantes.

1) Sur les composantes historiques (hors raccordement de l'éolien en mer), l'augmentation des investissements sera modérée au cours des dix prochaines années.

Au périmètre du réseau public de transport, le raccordement des parcs éoliens en mer constitue le principal facteur d'évolution des dépenses au cours des prochaines années. Il engendre en effet un impact à la fois sur l'activité industrielle et sur la trajectoire financière de RTE :

- d'une part, le raccordement des parcs éoliens en mer en France constitue un enjeu industriel nouveau, qui va prendre tout sa dimension dans les prochaines années avec la mise en service prévue des premiers parcs entre 2021 et 2025 ;
- d'autre part, la réforme du raccordement engagée avec les lois hydrocarbures et Essoc en 2017 fait désormais porter la prise en charge financière du raccordement à RTE, et non plus au budget de l'État *(via* le soutien aux énergies renouvelables). La hausse des investissements à couvrir par le TURPE **ne correspond donc pas à une augmentation des charges publiques, mais bien à un transfert entre le budget de l'État et celui de RTE (pour environ 500 M€ d'investissements par an en régime de croisière).**

Hors raccordement de l'éolien en mer, l'augmentation des investissements est limitée (moins de 2% par an) sur la période 2021-2030. Elle s'explique principalement par la hausse des dépenses consacrées au renouvellement, en lien avec la priorité stratégique du SDDR sur les réseaux du quotidien et par la hausse des besoins de raccordements pour l'accueil de la production renouvelable terrestre. Pour le reste, des facteurs légèrement haussiers *(ossature numérique),* stables *(interconnexions)* ou variables au cours de la période *(adaptations* hors raccordement) cohabitent. Sur 2021-2025, **la proposition du SDDR consiste à financer la quasi-totalité de l'effort d'investissement sur le *renouvellement*, les *interconnexions* et l'*ossature numérique* par une réduction des dépenses d'adaptation *via* une optimisation plus poussée des actifs.** La possibilité de tenir ce cadrage repose sur l'activation systématique des leviers présentés par RTE.

Ces tendances se retrouvent, à des degrés divers, dans les trois scénarios utilisés pour cette étude (PPE, *Ampère, Volt)*. Dans le scénario *Volt*, où certaines dépenses sont repoussées, le niveau prévisionnel de CAPEX est équivalent à celui d'aujourd'hui, hors raccordement éolien en mer : ce scénario peut être utilisé comme un test de sensibilité permettant

d'anticiper les conséquences d'un retard dans l'atteinte des objectifs sur les énergies renouvelables.

2) L'équilibre entre CAPEX et OPEX doit être repensé.

Le cadrage global du SDDR repose sur une évaluation des dépenses les plus utiles pour la collectivité, indépendamment de leur qualification comptable (investissement *vs.* exploitation). Ceci montre que certains OPEX (par exemple liés à l'appel aux flexibilités) permettent d'éviter ou de différer largement certains CAPEX (par exemple sur l'adaptation). Ce rééquilibrage doit être favorisé.

Les OPEX ne doivent donc pas faire l'objet d'un cadrage spécifique fondé sur les niveaux historiques, mais être déterminés en fonction de l'optimum collectif.

3) La tenue du cadrage du SDDR repose sur l'activation systématique des leviers de maîtrise des coûts présentés par RTE.

Le SDDR intègre des leviers de réduction des coûts à hauteur de 11 milliards d'euros d'investissement sur 15 ans par rapport à une évolution non planifiée et non coordonnée du réseau. Ce plan d'économie implique de mettre en œuvre différents leviers visant à faciliter la planification et l'optimisation des coûts de production et de transport, et notamment :

(1) de mettre en œuvre le principe de « dimensionnement optimal » sur les réseaux de répartition (limitation de 0,3 % de l'énergie produite permettant une division par deux des besoins d'adaptation – hors raccordement, soit près de 7 Md€ d'économie sur 15 ans),
(2) de garantir un traitement séquencé et par priorité des interconnexions en lissant les dépenses sur les 15 prochaines années, plutôt que de décider des projets au fil de l'eau (1,4 Md€ d'économie sur 15 ans),
(3) de mettre en œuvre l'intégralité des principes proposés pour l'optimisation de la gestion des actifs et le renouvellement des infrastructures (0,9 Md€ d'économie sur 15 ans),
(4) d'adopter une véritable planification spatiale et temporelle du développement des énergies marines, qui pourrait se traduire par un plan de développement du réseau en mer et une coordination accrue entre le développement du réseau marin et terrestre (0,9 Md€ d'économie sur 15 ans),
(5) de développer l'ossature numérique du réseau en cohérence avec la dynamique réelle d'arrivée des EnR (0,9 Md€ d'économie sur 15 ans).

Parmi ces leviers, certains nécessitent un soutien du régulateur, un accord de l'État et une participation active des parties prenantes. RTE estime que l'enjeu de maîtrise des dépenses et de bonne planification de la transition énergétique plaide pour que ce travail s'engage sans délai.

Après application de ces leviers, les investissements prévus au périmètre de charges de RTE se chiffrent à environ 20 milliards d'euros sur 10 ans, et de l'ordre de 30 milliards sur 15 ans.

4) La part des dépenses liées au réseau de transport dans le coût complet du système électrique demeurera de l'ordre de 10 % des coûts.

Les dépenses de réseau sont la traduction des ambitions de la PPE.

Ainsi, à moyen terme, le développement des énergies renouvelables et le programme de prolongation du nucléaire induiront des dépenses d'investissement importantes sur l'ensemble des composantes de dépenses du système électrique (production et réseau). L'analyse économique montre que les dépenses associées au réseau de transport demeurent de l'ordre de 10 % des coûts totaux du système électrique sur l'ensemble de la période, et ce dans tous les scénarios.

8.1 Les dépenses associées à l'infrastructure de réseau de transport d'électricité seront croissantes pour accompagner la transformation du système énergétique

Pour la première fois, le périmètre d'analyse du SDDR est élargi à l'ensemble des dépenses (investissements et exploitation) associées à l'infrastructure de réseau de transport d'électricité

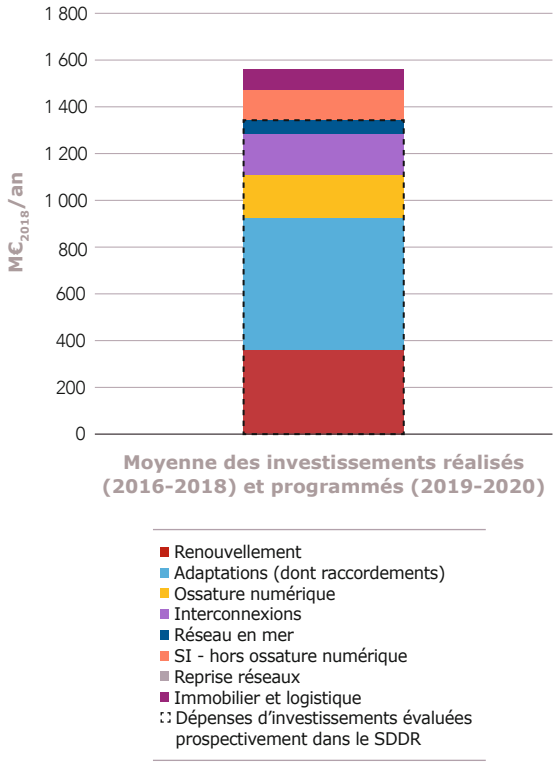
Jusqu'en 2017, les SDDR publiés étaient organisés autour d'une liste exhaustive des projets d'adaptation (y compris raccordement) et d'interconnexion, quel que soit leur niveau de tension. Cette liste insistait sur la finalité des projets et comportait des précisions sur leur date de mise en service prévisionnelle et le stade d'avancement (à l'étude, en instruction, en travaux, projet arrêté). Les autres volets *(ossature numérique* et *renouvellement)* n'étaient pas intégrés à l'exercice, et les dépenses n'étaient pas chiffrées.

Dans ce nouvel exercice, le périmètre des investissements est élargi à l'ensemble des dépenses associées à l'infrastructure de réseau, quelles que soient leurs natures (CAPEX et OPEX). L'ensemble des postes de dépenses relevant de l'infrastructure y figure, y compris les volets *renouvellement, réseau en mer*, et *ossature numérique*.

Pour les CAPEX, le périmètre considéré est donc désormais proche de celui du programme d'investissements soumis par RTE à la CRE chaque année. Les trajectoires présentées dans le SDDR ne tiennent pas compte des coûts des systèmes d'information (SI) non liés à l'ossature numérique du réseau, ni des coûts de logistique et d'immobilier et des coûts de reprise de réseau[1]. Ces dépenses d'investissement non incluses représentent de l'ordre de 200 M€ par an.

La mise en œuvre de certaines dépenses d'investissement peut conditionner le niveau des charges d'exploitation. Par exemple, un réseau insuffisamment développé générera chaque année des coûts de congestion importants[2]. De même, un réseau insuffisamment renouvelé renchérira les coûts de maintenance. En conséquence, et afin d'offrir une vision complète, les charges d'exploitation liées aux congestions et à la maintenance programmée sont

Figure 8.1 Décomposition des investissements de RTE (2016-2020)



1. Les reprises de réseau de transport correspondent aux cessions de réseau d'autres gestionnaires de réseau à RTE, par exemple lors d'une restructuration d'un poste Enedis. Ces transferts représentent toutefois des montants généralement faibles (moins de 1 M€ en 2019).
2. Le cas de l'Allemagne avec des coûts de congestion annuel atteignant le milliard d'euros en raison en particulier de retard dans l'adaptation du réseau en est une illustration.

évaluées conjointement à ces dépenses d'investissement. En revanche, les autres dépenses opérationnelles de RTE (achat des pertes et services système, autres achats hors maintenance programmée, charges de personnel, impôts et taxes…) n'entrent pas dans le périmètre de l'analyse détaillée.

L'étude intègre une projection sur un horizon de quinze ans (trajectoire jusqu'à 2035) afin d'apporter une vision globale de l'ensemble des dépenses de réseau nécessaires pour mener à bien la transition énergétique.

Le SDDR met en évidence deux trajectoires financières : une trajectoire « avec leviers » d'optimisation et d'économies, qui constitue la trajectoire de référence, et une « trajectoire sans levier »

Les analyses menées sur chacun des volets industriels mettent en évidence des leviers d'optimisation des coûts du réseau de transport d'électricité. En conséquence, la synthèse des trajectoires conduit, en pratique, à faire émerger deux trajectoires d'investissement possibles pour les quinze prochaines années :

1. **Une première trajectoire « sans levier »** d'optimisation, correspondant à l'évolution spontanée des dépenses.
2. **Une seconde trajectoire « avec leviers »,** incluant l'effet des leviers d'optimisation des coûts identifiés dans les différents volets industriels. **Cette trajectoire constitue la trajectoire de référence du SDDR.** Elle suppose en particulier que toutes les conditions nécessaires à la mise en œuvre de ces leviers soient satisfaites.

Dans la suite du document et sauf mention contraire explicite, la trajectoire de référence considérée pour les dépenses correspond à la trajectoire « avec leviers ». Cette trajectoire intègre des leviers d'optimisation des coûts pour plus de 10 milliards d'euros d'investissement sur 15 ans par rapport à une évolution non planifiée et non coordonnée du réseau.

Cette trajectoire suppose également que le réseau soit dimensionné de manière optimale par rapport au mix de production envisagé dans la PPE. Les éventuels coûts échoués induits sur le réseau par des retards ou des renoncements vis-à-vis des ambitions publiques affichées dans la PPE (par exemple, retard sur l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables) ne sont pas pris en compte (voir chapitre 12).

L'analyse historique : le volume d'investissement dans les infrastructures de réseau est corrélé aux transformations du parc de production et a déjà atteint des niveaux importants par le passé

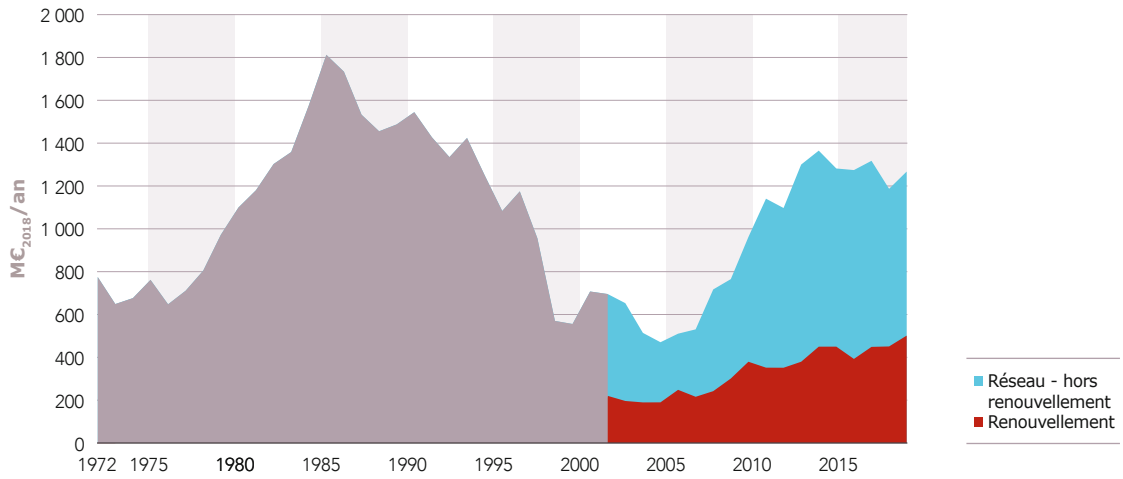
Le réseau de transport d'électricité s'est développé durant le XX^{e} siècle pour accompagner et répondre à l'évolution du mix électrique français et européen. Les principales étapes de son évolution ont été rappelées au chapitre 2.

Au cours de cette histoire, des périodes d'investissements conséquents ont déjà été enregistrées. En particulier, une adaptation significative du réseau a eu lieu dans les années 1980 et 1990 en lien avec le programme de développement électronucléaire. La construction en dix ans, de 1978 à 1987, de 8 000 km de lignes de grand transport (400 kV), a ainsi induit un pic de dépenses d'investissement, avec par exemple en 1985 des dépenses d'investissement d'environ 1,8 milliards d'euros (en €$_{2018}$) dans le réseau de transport.

Après une période d'évolution plus limitée, les investissements du réseau de transport sont repartis à la hausse à partir de 2007 afin de répondre à plusieurs enjeux :

- la diversification du mix électrique (construction de nombreuses centrales au gaz entre 2005 et 2015, début de la progression des énergies renouvelables) ;
- le développement des interconnexions afin de favoriser les échanges d'énergie entre pays européens ;
- le programme de sécurisation mécanique, décidé à l'issue des tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999 pour accroître la robustesse du réseau face à des évènements climatiques extrêmes ;
- la croissance progressive des besoins de renouvellement.

Figure 8.2 Historique des dépenses d'investissement du réseau public de transport d'électricité (hors SI, immobilier et logistique)[3]



L'analyse prospective sur les CAPEX : dans le scénario de la PPE, des investissements de réseau en augmentation pour accompagner la transition énergétique et assurer le renouvellement des infrastructures

Les transformations importantes du mix de production induites par le projet de PPE ont été largement décrites dans les chapitres précédents. Elles conduisent à une augmentation des dépenses sur la période 2021-2035, en deux temps :

- **dès la prochaine période quinquennale (2021-2025), une première augmentation significative (de l'ordre de 600 M€/an, prise en charge par le TURPE et en partie par la quote-part acquittée par les producteurs dans les S3REnR) est nécessaire, expliquée en très large partie par le raccordement des premiers parcs éoliens en mer.** Ce niveau de dépenses continue à augmenter sur la période 2026-2030. Dans l'ensemble, l'augmentation des dépenses liées au raccordement, au renouvellement et à l'ossature numérique serait compensée en grande partie (mais pas entièrement) par une diminution des montants associés à l'adaptation du réseau *via* une utilisation plus poussée des infrastructures actuelles ;
- **à l'horizon 2030, une nouvelle augmentation des dépenses d'investissement se profile avec la reprise d'un programme d'adaptation du réseau important, et la poursuite de la croissance des dépenses de renouvellement.** L'évolution associée à l'adaptation est néanmoins plus incertaine, du fait des incertitudes associées au volume effectif de développement des énergies renouvelables et à la localisation des nouvelles installations à cette échéance.

L'augmentation des dépenses d'investissement envisagée sur les quinze prochaines années s'explique donc par une hausse des besoins de raccordement et d'adaptation du réseau pour assurer l'accueil des énergies renouvelables, combinée à des besoins de renouvellement en hausse pour faire face au vieillissement des infrastructures existantes.

Dans le détail, la répartition des dépenses entre les différents volets industriels est la suivante :

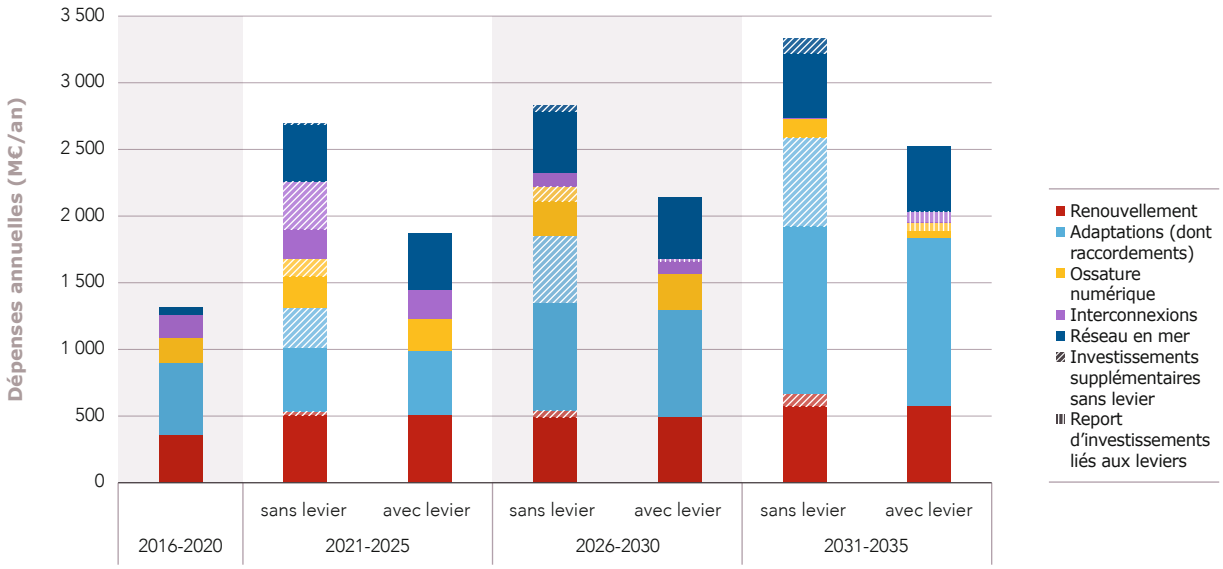
- Pour le *renouvellement* (voir chapitre 2), la nécessaire modernisation du réseau induit une augmentation des investissements, notamment

3. Le détail des dépenses consacrées au renouvellement est fourni à partir de la création de RTE.

après 2030, malgré la mise en œuvre d'une approche optimisée pour le renouvellement des matériels. Le niveau attendu des dépenses de renouvellement est d'environ 500 M€ par an sur la période 2021-2035 dans tous les scénarios, en hausse par rapport à la dernière décennie où les dépenses inférieures à 380 M€ par an.

- Pour les *adaptations* (voir chapitre 3), la mise en œuvre de flexibilités favorise la maîtrise, dans les tendances actuelles, des investissements jusqu'en 2030 tout en accueillant un niveau important d'énergies renouvelables. Au-delà de 50 GW d'EnR, les adaptations légères du réseau ne suffisent plus et le nombre d'adaptations structurantes augmentera sensiblement. Les dépenses de raccordements augmentent avec l'arrivée de nouvelles sources de production et, dans une moindre mesure, de nouveaux usages. Ces évolutions induisent :
  - Une augmentation des coûts de raccordement des ouvrages, financés *via* la quote-part des S3REnR. Ces coûts devraient être multipliés par six sur la période 2021-2035 dans le scénario de la PPE (de l'ordre de 230 M€ par an, contre 37 M€ par an aujourd'hui) ;
  - Une légère hausse des coûts de raccordement des consommateurs en lien avec les nouveaux usages, passant de 70 M€ par an avec la tendance actuelle à environ 90 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2035 ;
  - Une importante hausse des coûts d'adaptations à l'horizon 2031-2035 (environ 800 M€ par an à cet horizon contre 500 M€ aujourd'hui). En moyenne sur la période 2021-2035, les dépenses d'adaptation s'établissent à 500 M€ par an dans le scénario PPE.
- Pour *l'ossature numérique* (voir chapitre 4), le renouvellement lié au vieillissement naturel du contrôle-commande des postes électriques associé au déploiement d'un réseau de télécommunications et d'outils de supervision et d'analyse est nécessaire pour garantir la sûreté du système électrique en cas de blackout, pour maintenir la performance et la qualité de l'électricité en cas de défaut et pour bénéficier de l'apport des solutions flexibles sur les adaptations et le renouvellement de réseau. En plus du renouvellement tendanciel du contrôle commande, le déploiement de l'ossature numérique du réseau nécessite une forte augmentation des dépenses, pour atteindre 290 M€ par an en 2035
- Pour les *interconnexions* (voir chapitre 5), les objectifs européens sur l'évolution coordonnée du mix électrique européen favorisent la mise

Figure 8.3 Trajectoire globale de dépenses (hors reprise de réseau, immobilier et SI hors ossature numérique) sans et avec levier d'optimisation et d'économies – scénario PPE



en œuvre de nouveaux projets qui, dans une vision séquencée sur la période 2021-2035, nécessitent des investissements français à hauteur de 140 M€ par an sur la période 2021-2035 dans tous les scénarios, sans tenir compte d'éventuelles subventions européennes.

- Pour le *réseau en mer* (voir chapitre 6), les prévisions de dépenses s'établissent à environ 500 M€ par an sur la période 2021-2035, en vue d'accueillir les volumes de parcs éoliens en mer prévus par le projet de PPE.

Le périmètre des investissements pris en charge financièrement par RTE («investissements nets») s'élargit

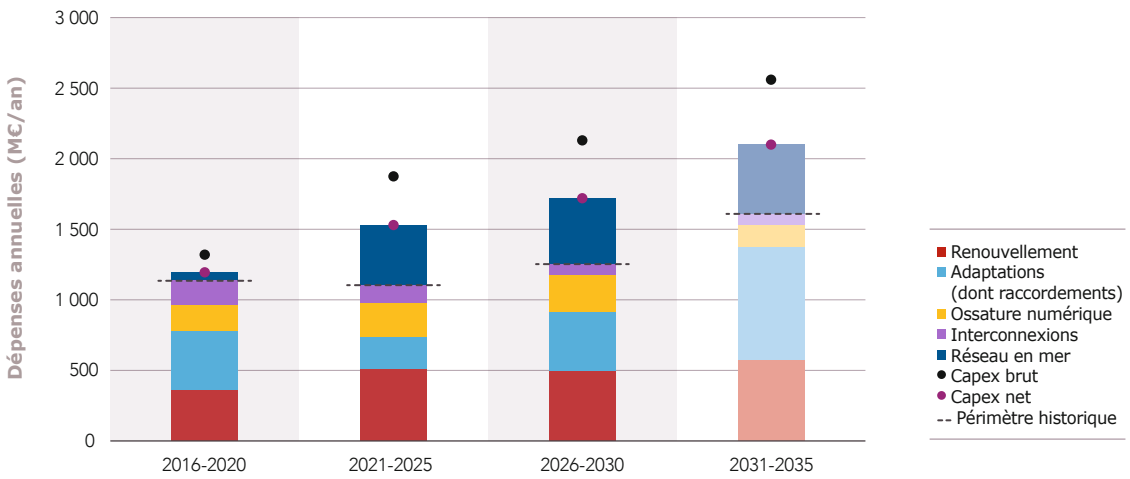
Les dépenses d'investissement brutes décrites dans le SDDR sont couvertes par plusieurs sources de financement. Si l'essentiel des investissements est pris en charge financièrement par RTE (fonds propres et dette), puis progressivement amorti *via* le TURPE, une partie des dépenses d'investissement est subventionnée ou prise en charge financièrement par d'autres acteurs.

Il en résulte une «trajectoire d'investissement nette» correspondant aux seules dépenses devant être prises en charge financièrement par RTE. Plus précisément, cette analyse consiste à soustraire certaines dépenses relatives aux interconnexions et aux raccordements de sites de production et de consommation :

- Pour les projets d'interconnexions : le projet Golfe de Gascogne a bénéficié de l'attribution d'une subvention européenne d'un montant de 580 M€, dont 350 M€ pour la part acquittée par RTE. Le projet Celtic a fait l'objet d'une demande de subvention de 667 M€, qui vise à plafonner les dépenses supportées par la France à 130 M€. Dans le cadre du schéma décennal il n'est pas considéré d'autres subventions pour les interconnexions futures.
- Pour les raccordements (hors énergies marines) et adaptations :
  - les dépenses de raccordement de producteurs (hors cas spécifiques) sont prises en charge à 100 % par les exploitants de ces installations. Les dépenses de création d'ouvrages engendrées directement par les raccordements de producteurs d'énergie renouvelable sont quant à elles couvertes par la quote-part des S3REnR ;
  - les dépenses pour le raccordement de sites de consommation sont couvertes à 70 % par les consommateurs concernés.

S'agissant des énergies marines, les lois «hydrocarbures» en 2017 puis «Essoc» en 2018 ont élargi

Figure 8.4 Trajectoire globale de dépenses (hors reprise de réseau, immobilier et SI hors ossature numérique) nettes de subvention–scénario PPE



la responsabilité de RTE en matière de raccordement. En particulier, la prise en charge financière, initialement portée par les producteurs et le budget de l'État (soutien aux EnR), est désormais transférée à RTE (*via* le TURPE), pour l'ensemble du raccordement[4]. Ce transfert vise à optimiser le raccordement, sur les plans économique et environnemental, en permettant des effets de mutualisation, de standardisation et un financement à des taux plus faibles, comme mis en évidence dans le chapitre 6.

Les investissements de raccordement des parcs éoliens en mer sont donc désormais intégrés en totalité dans la trajectoire d'investissement de RTE.

L'analyse prospective sur les dépenses opérationnelles : un rééquilibrage entre CAPEX et OPEX qui conduit à des dépenses accrues pour les congestions et la maintenance, en contrepartie de l'activation des leviers d'optimisation des investissements

Dans le cadre du SDDR, les dépenses opérationnelles induites par l'exploitation du réseau ont été évaluées. Ces charges rassemblent les coûts des congestions et de maintenance programmée, dont notamment celle relative aux liaisons sous-marines et aux nouvelles interconnexions. L'évolution des autres revenus et charges est soumise à de nombreux paramètres en lien avec l'évolution du mix énergétique mais aussi l'évolution des règles et mécanismes de marché, les décisions publiques, et ne fait pas partie du périmètre d'évaluation de cet exercice de schéma décennal.

De manière générale, le cadrage global du SDDR repose sur une optimisation des dépenses pour la collectivité, indépendamment de leur qualification comptable (charges de capital des investissements vs. charges d'exploitation). Ceci conduit à une nécessaire augmentation des OPEX (par exemple de maintenance courante ou de congestion) qui permettent d'éviter ou de différer largement certains CAPEX (par exemple sur le renouvellement ou l'adaptation). Ce rééquilibrage doit être favorisé en déterminant un cadrage du niveau d'OPEX en fonction de l'optimum collectif et non des niveaux historiques.

Le coût des congestions

La stratégie présentée au chapitre 3 – pousser plus loin l'optimisation des ouvrages du réseau de répartition, *via* la généralisation d'automates et le recours ponctuel au *redispatching* – a un impact sur la répartition des dépenses entre CAPEX et OPEX. Elle conduit en effet à repousser ou annuler la nécessité de plusieurs liaisons dont l'utilité ne serait avérée que pour quelques heures dans l'année. En contrepartie, les OPEX liées aux congestions devraient augmenter.

Dans le scénario de référence, une augmentation substantielle des coûts de congestion est ainsi à anticiper : d'un montant de 5 à 10 M€ par an au cours des dernières années, les charges afférentes pourraient représenter plus de 100 M€ par an après 2030. Cette augmentation est significative mais reste maîtrisée en comparaison d'autres pays dans lesquels l'infrastructure de réseau n'a pas été adaptée assez rapidement : en 2017, les coûts de congestion ont atteint plus de 1,1 Md€ en Allemagne et plus de 370 M€ en Espagne et au Royaume-Uni[5].

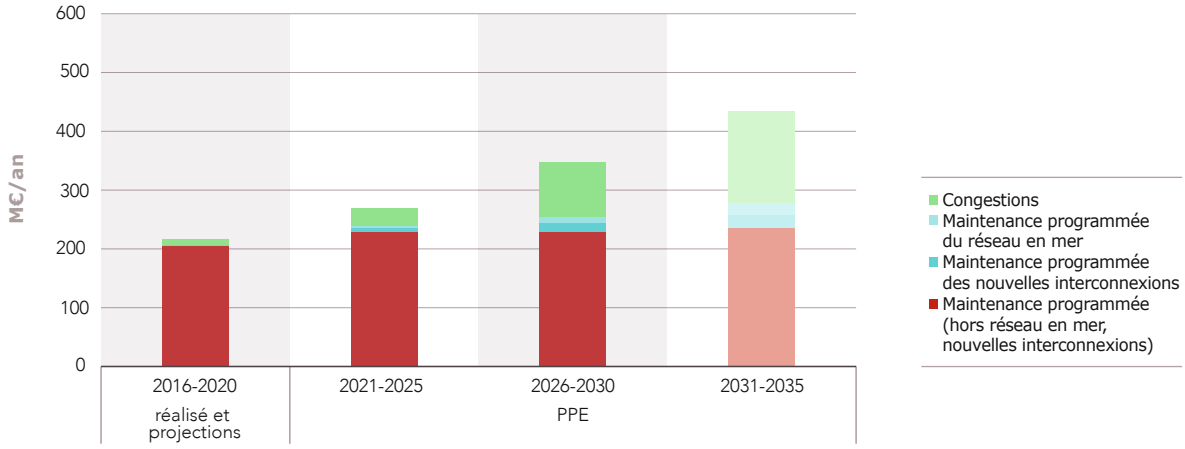
Les charges de maintenance

La stratégie développée au chapitre 2 conduit à mettre l'accent sur la préservation des actifs existants. Ceci se traduit, sur le plan des dépenses de maintenance, par une augmentation de certains budgets. C'est notamment le cas, au titre du « Plan corrosion », des sommes consacrées chaque année à la peinture des pylônes, essentielles pour leur protection. Il en résulte une augmentation de 25 M€ par an dès le début de la période couverte par le SDDR.

Le périmètre du réseau évoluant avec l'arrivée de nouvelles interconnexions et le raccordement des parcs éoliens en mer, les dépenses de maintenance

4. Prise en charge financière du raccordement hors poste en mer pour les AO 1 et 2, et y compris poste en mer à partir de l'AO3.
5. Source : ACER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017

Figure 8.5 Évolution des charges de maintenance programmée et de congestion – scénario PPE



doivent être adaptées en fonction. L'augmentation des charges de maintenance qui en résulte reste toutefois maîtrisée *via* la mise en œuvre d'une politique de renouvellement différenciée.

Des dépenses croissantes dans tous les scénarios, dans des proportions qui dépendent du rythme de la transition énergétique

Même si elles sont orientées de la même façon, les trajectoires d'investissement varient selon le scénario d'évolution du mix électrique considéré. Pour le SDDR, au-delà du projet de PPE, l'exercice complet a été réalisé pour les scénarios *Ampère* et *Volt*. Comme évoqué précédemment, ces scénarios permettent de tester des trajectoires qui, tout en participant de la même dynamique générale que celle du projet de PPE (développement accéléré des renouvelables, réduction à terme du parc nucléaire tout en conservant un socle important), se déclinent différemment quant au rythme de déploiement et à la place de chaque filière à l'horizon 2031-2035.

Parmi les principales différences entre scénarios, on peut citer un niveau des dépenses d'investissement plus important dans le scénario *Ampère* – au moins d'ici 2030 –, du fait d'une trajectoire de développement plus importante pour l'éolien en mer (15 GW mis en service en 2035, contre 10 GW dans les autres scénarios). Les récentes annonces du Gouvernement sur le rehaussement de la trajectoire de développement de l'éolien en mer, soulignent l'intérêt d'intégrer à l'analyse un scénario de type *Ampère* (même si le rythme effectif de mise en service des parcs devrait être décalé dans le temps par rapport au scénario *Ampère*, qui date de 2017 et est donc antérieur à la remise à plat du calendrier des premiers parcs d'éoliennes en mer).

Les coûts les plus importants liés à l'adaptation du réseau correspondent au scénario du projet de PPE (notamment à l'horizon 2031-2035). Ceci constitue la conséquence directe de la trajectoire de développement retenue pour les énergies renouvelables terrestres, supérieure aux autres scénarios en particulier pour le photovoltaïque.

Le scénario *Volt* conduit à des dépenses moindres, dans la mesure où la transformation sous-jacente du mix de production est plus lente (moins de réacteurs nucléaires fermés d'ici 2035, trajectoire EnR en retrait par rapport au projet de PPE et au scénario *Ampère).*

S'agissant des OPEX, les points communs et différences se retrouvent, bien qu'avec certaines nuances.

Figure 8.6 Trajectoire globale de dépenses (hors reprise de réseau, immobilier et SI hors ossature numérique)

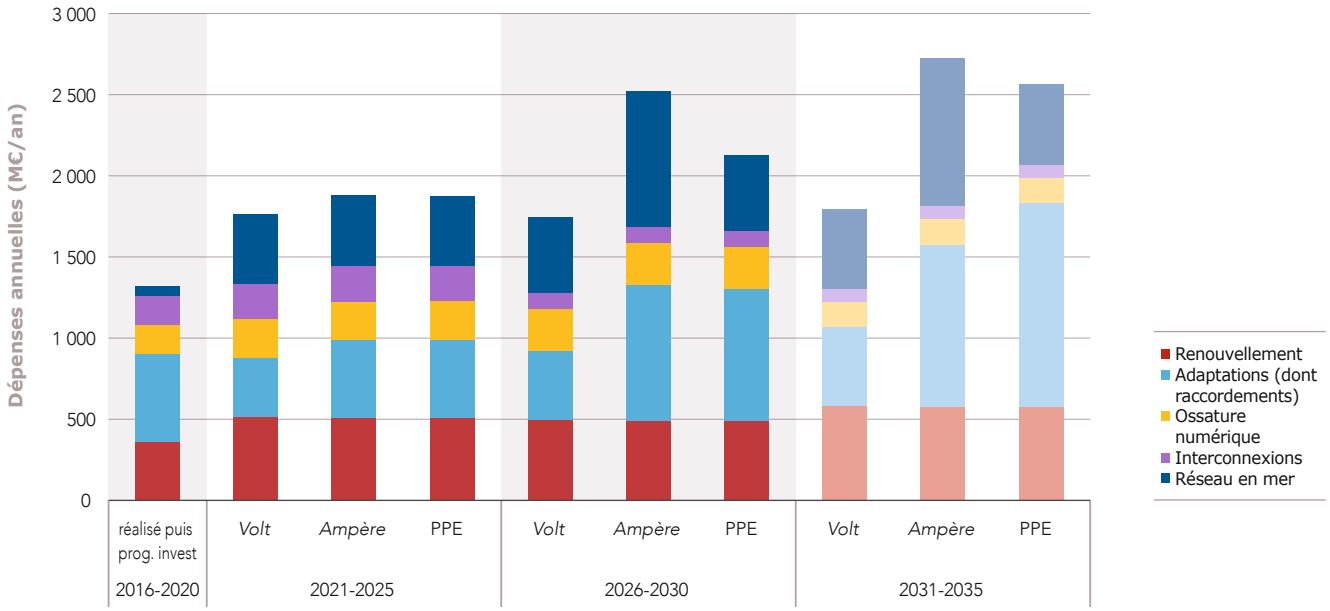
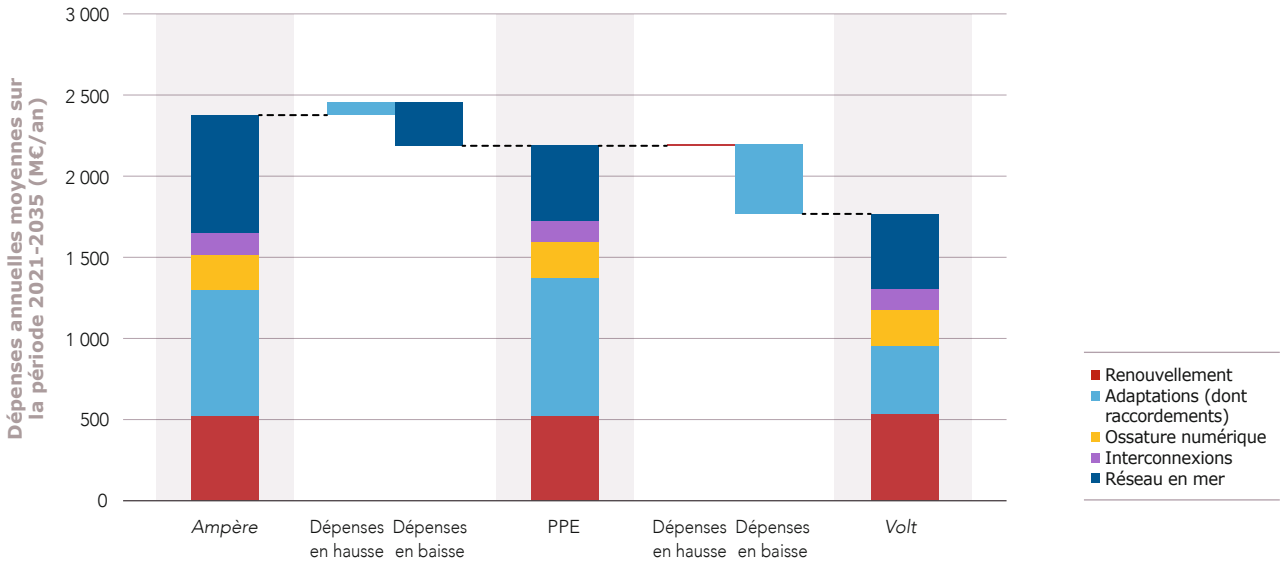


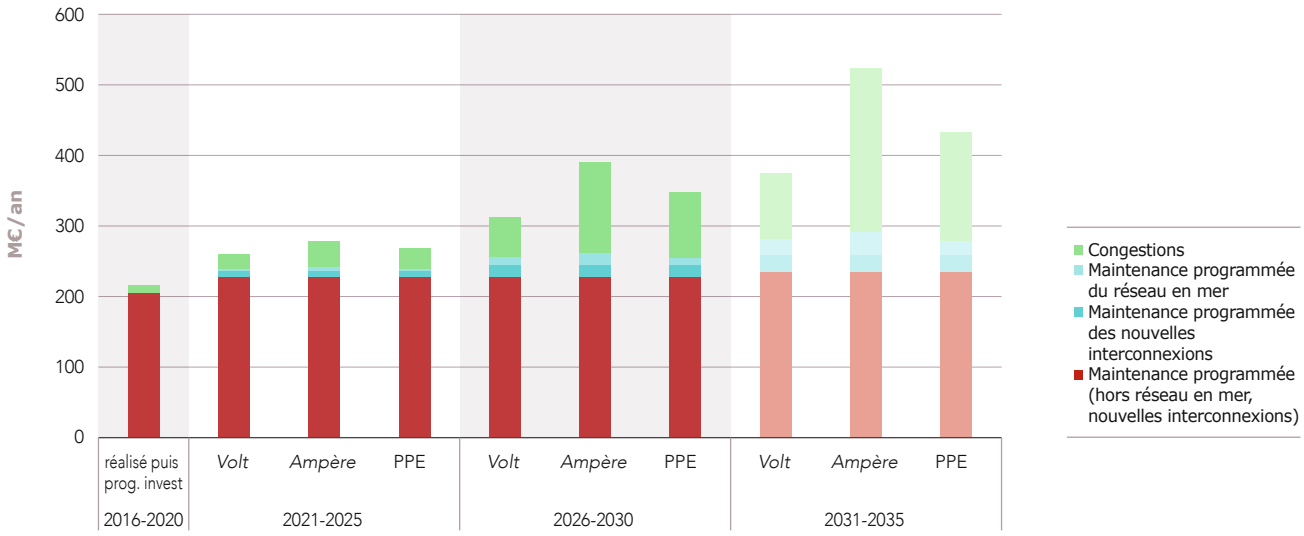
Figure 8.7 Écarts d'investissements entre les scénarios *Ampère*, PPE et *Volt*



Le volume de congestions évolue moins dans *Volt*, du fait d'un moindre besoin d'évolution du réseau, que dans les autres scénarios. Au-delà de l'évaluation en valeur absolue des montants de congestion, qui dépend largement des hypothèses de localisation et présente des limites évidentes à des horizons aussi lointains que 2031-2035, l'analyse éclaire sur la sensibilité de ce poste de dépenses. Notamment, des retards importants dans l'adaptation du réseau peuvent entraîner des conséquences fortes sur l'augmentation des coûts de congestion.

Enfin, les coûts de maintenance des liaisons sous-marines, globalement proportionnels au volume de liaisons et de postes en mer envisagés sur les prochaines années, sont logiquement plus importants sur le scénario *Ampère*.

Figure 8.8 Évolution des charges de maintenance programmée et de congestion



8.2 Les dépenses dans le réseau électrique en France se situent dans la fourchette basse de celles observées ailleurs en Europe

Les investissements de réseau nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et au maintien de la sécurité d'alimentation ne concernent pas uniquement le système électrique français. De nombreux autres gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens font face à des dépenses d'investissement en forte hausse, dans des proportions du même ordre voire supérieures à celles envisagées en France.

En s'appuyant sur différentes données publiées par ENTSO-E, par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) ou par les autorités de régulation de plusieurs autres pays, le SDDR propose une analyse comparative des dépenses de réseau envisagées dans plusieurs pays voisins de la France.

La comparaison reste toutefois délicate. D'une part, les différents pays européens font face à des dynamiques d'évolution du mix électrique qui sont contrastées (par l'exemple, l'Allemagne a déjà enclenché un développement rapide de l'éolien et du photovoltaïque au cours de la dernière décennie) ou à des caractéristiques géographiques spécifiques. D'autre part, les périmètres d'intervention des GRT ne sont pas toujours identiques. À titre d'exemple, les GRT allemands, belge, italien et britanniques gèrent uniquement des niveaux de tension supérieurs à 110 kV (réseau de grand transport), là où RTE exploite et développe également le réseau de répartition qui correspond à des niveaux de tension inférieurs (63-90 kV). Par ailleurs, le raccordement des énergies marines est réalisé par des opérateurs privés en Grande-Bretagne tandis qu'il est réalisé par les GRT dans la plupart des autres pays européens.

Certains pays européens font dès aujourd'hui face à des niveaux de coûts de congestion très importants

S'agissant des coûts de congestion, ceux-ci atteignent aujourd'hui des niveaux extrêmement élevés en particulier en Allemagne où ils dépassent 1 Md€ par an depuis 2017[6]. Cette situation a été largement commentée, et résulte d'une inadaptation du réseau historique allemand face au déploiement rapide et massif des énergies renouvelables dans le nord du pays, alors qu'une partie importante de la consommation est localisée dans le sud.

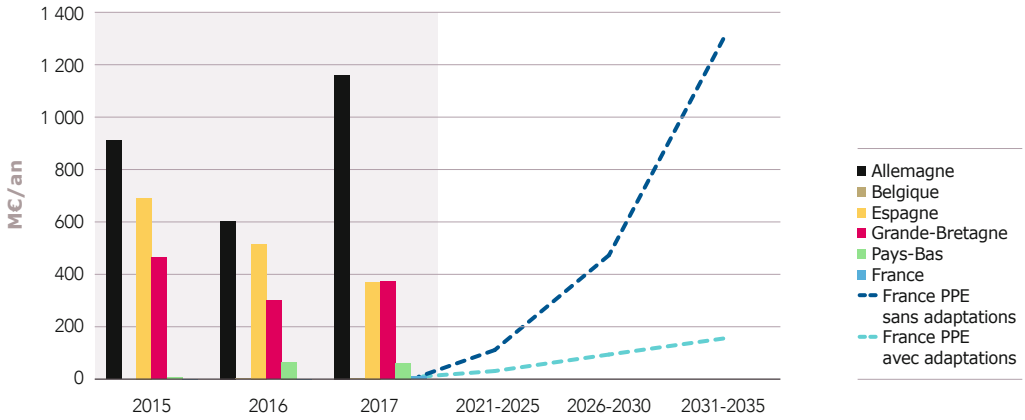
Dans une moindre mesure, d'autres pays tels que l'Espagne ou le Royaume-Uni font également face à des niveaux de coûts de congestion bien plus importants qu'en France, de l'ordre de 400 M€ par an.

Pour la France, les adaptations du réseau proposées dans le SDDR conduisent à un rééquilibrage entre CAPEX et OPEX dans une logique de dimensionnement optimal du réseau. Le plan d'adaptation consiste en une utilisation plus poussée du réseau existant, se traduisant en partie par une hausse de coûts de congestion (limitation de la production dans certaines zones et redispatching vers d'autres sources de production) qui peuvent donc croître à des niveaux significatifs (de l'ordre de la centaine de millions d'euros par an), sans toutefois atteindre les montants observés en Allemagne, ou même en Espagne ou en Grande-Bretagne.

En l'absence d'adaptation du réseau sur les prochaines années, les coûts de congestion pourraient par ailleurs atteindre des montants bien plus importants : dans ce cas hypothétique, jusqu'à plus d'un milliard d'euros par an pourraient à terme être nécessaires pour gérer les congestions. Le réseau français se retrouverait alors dans une

6. Source : ACER, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets*, éditions 2016 à 2018

Figure 8.9 Coûts de congestion annuels : sans adaptation, les coûts de congestion en France vont atteindre des niveaux extrêmement élevés



situation similaire à celle vécue aujourd'hui par le réseau allemand.

Ces dépenses sont à comparer aux 500 M€ d'investissement par an prévus en moyenne sur la période pour adapter le réseau à la transition énergétique.

Les plans d'investissement dévoilés par les gestionnaires de réseau européens mettent en évidence des niveaux d'investissement importants sur les prochaines années

S'agissant des CAPEX, l'analyse des plans d'investissements ou documents de programmation publiés par les différents gestionnaires de réseau européens traduisent systématiquement des niveaux de dépenses importants dans le réseau pour les prochaines années, notamment pour accompagner la transition énergétique.

Dans le détail, quasiment tous les pays sont concernés par des dépenses d'investissement en hausse :

- En Allemagne, les gestionnaires de réseau de transport ont publié en 2019 leur programme d'investissement dans le réseau[7] : il prévoit un programme d'investissement de 61 Md€ sur 2020-2030 pour le réseau de grand transport, soit près du triple des dépenses prévues par RTE sur la même période. Ces dépenses importantes sont rendues nécessaires par un développement plus rapide des énergies renouvelables (terrestres et marines) outre-Rhin, par un retard dans l'adaptation du réseau accumulé au cours des dernières années, ainsi que par des exigences technologiques spécifiques pour assurer l'acceptabilité des renforcements du réseau.
- En Italie, le gestionnaire de réseau de transport propose un plan stratégique[8] pour 2019-2023 de 6,2 Md€. Ce plan est en hausse de 20 % par rapport au plan précédent, en raison d'une part des besoins d'adaptation du réseau à la transition énergétique, des besoins de rénovation et de numérisation du réseau. Les dépenses consacrées à la numérisation du réseau représentent 700 M€ d'investissements sur le plan de 5 ans.
- En Belgique, le gestionnaire de réseau a publié en février 2019 son « plan de développement fédéral du réseau de transport »[9] dans lequel il présente une planification des projets de renforcement du réseau 110-380 kV pour l'horizon 2021-2030. Les dépenses associées à ce plan de développement s'établissent à 5 Md€ sur la période étudiée, pour un système électrique produisant 5 fois moins

7. Netzenwicklungsplan 2030, Version 2019.
8. 2019-2023 strategic plan, Terna, 21/03/2019
9. Plan de développement fédéral du réseau de transport, 2021-2030, Elia, 15/02/2019

Tableau 8.1 Dépenses d'investissement actuelles et planifiées des gestionnaires de réseau en Europe

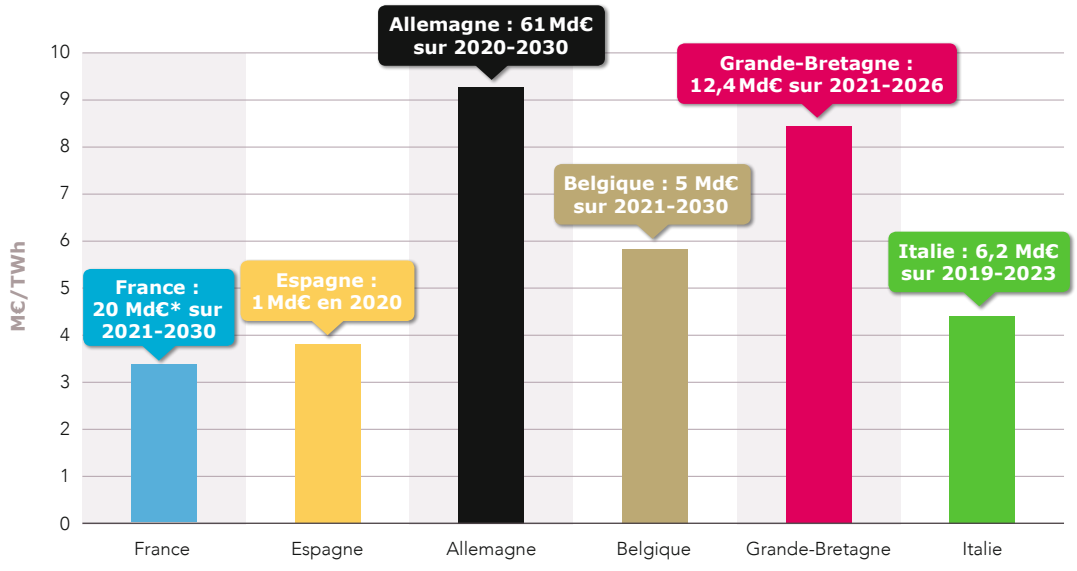
	Production du pays* (TWh)	Investissements actuels** M€/an	Plans d'investissement sur la période	Domaines de tension couverts
Allemagne	598	/	61 Md€ sur 2020-2030	110-380 kV
France	542	1492	20 Md€ sur 2021-2030 33 Md€ sur 2021-2035	63-400 kV
Belgique	78	486	5 Md€ sur 2021-2030	110-380 kV
Italie	281	1091	6,2 Md€ sur 2019-2023	150-380 kV
Grande-Bretagne	294	1862	12,4 Md€ sur 2021-2026	132-400 kV
Espagne	263	881	1 Md€ en 2020 plan 2021-2025 en concertation	66-400 kV

* données de la plateforme Power Statistics de l'ENTSO-E de Juillet 2017 à Juin 2018
** issus des rapports annuels de chaque gestionnaire de réseau

d'électricité que la France. Le réseau belge doit s'adapter à une hausse de la production d'origine renouvelable terrestre, à l'accueil d'énergies marines renouvelables et au développement de nouvelles interconnexions.

- En Grande-Bretagne, les gestionnaires de réseau National Grid[10], Scottish Power[11] et Scottish Hydro Electric Transmission[12], ont sorti la première version de leurs plans de développement pour 5 ans de 2021 à 2026 avec des investissements planifiés de 12,4 Md€. Ces investissements visent à moderniser un réseau âgé et à permettre l'accueil des énergies renouvelables.

Figure 8.10 Investissements dans le réseau de transport d'électricité rapportés à la production électrique annuelle



* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentées dans le SDDR pour la période 2021-2030

10. RIIO-T2 full draft plan, National Grid, Juillet 2019
11. RIIO-T2 draft business plan, Scottish and Southern Electricity Network, Juin 2019
12. RIIO-T2 Business plan, SP Energy Networks, 1er Juillet 2019

- En Espagne, le gestionnaire de réseau va publier une planification des dépenses de réseau pour l'horizon 2021-2026. L'exercice de planification précédent[13] faisait apparaître des dépenses d'investissements dans le réseau à haute et très haute tension en Espagne de plus d'1 Md€ en 2020, montant revu à la hausse par rapport à la planification initiale (873 M€ en 2020), en particulier pour l'accueil des énergies renouvelables, pour un système électrique produisant environ deux fois moins d'électricité que la France. Le prochain plan de programmation des investissements couvrira la période 2021-2026 et prévoit des dépenses pour s'adapter aux scénarios de transition énergétique et à la modernisation et à la fiabilisation du réseau.

L'analyse des montants bruts ne permet cependant pas de situer clairement les niveaux d'investissement des différents GRT, ceux-ci exploitant des réseaux de tailles très différentes et sur lesquels circulent des volumes d'énergie très contrastés. En rapportant ces montants d'investissement dans le réseau à la production d'électricité annuelle des pays considérés, l'analyse montre que les niveaux d'investissement envisagés en France pour les quinze prochaines années sont comparables à ceux des pays voisins, et se situent même plutôt dans la fourchette basse.

Une partie des écarts s'explique toutefois par les différences de périmètre et de situation évoqués au début de cette section.

13. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica, REE

8.3 La trajectoire de référence du SDDR est optimisée afin de limiter l'augmentation des besoins d'investissement tout en permettant l'atteinte des objectifs de la PPE

Des dépenses d'investissement maîtrisées par l'utilisation de leviers d'optimisation

Les trajectoires du SDDR ne sont pas la conséquence d'une préférence pour l'investissement. Au contraire, l'objectif est de réaliser les dépenses les plus efficaces au sens de la collectivité, en minimisant le coût sur l'ensemble du cycle de vie des ouvrages. C'est dans ce sens, en l'absence de toute considération liée aux mécanismes de régulation vus comme pouvant conduire à favoriser les dépenses d'investissement au détriment des dépenses d'exploitation, que RTE a élaboré le SDDR. Notamment, certaines analyses ont montré que l'équilibre entre dépenses d'investissements et d'entretien devait être repensé au profit de ces dernières.

RTE est pleinement conscient de la nécessité d'un contrôle des coûts de la transition énergétique, de manière à en favoriser l'acceptabilité par les citoyens. À ce titre, la trajectoire de référence du SDDR est bâtie sur certains principes assumés, qui devront être traduits dans les faits. Ces principes portent notamment sur le bon niveau de dimensionnement du réseau, une planification spatiale et temporelle du développement des énergies marines ou encore une utilisation des technologies du numérique en lieu et place de certains investissements.

Mettre en œuvre ces principes revient à actionner des leviers d'optimisation et d'économies.

Certains de ces leviers nécessitent la mise en place d'une planification plus poussée (par exemple, la planification de la localisation des parcs éoliens en mer pour optimiser les coûts de raccordement). Il est donc nécessaire d'identifier ces leviers pour engager les actions permettant leur mise en œuvre.

La suite de cette section liste les leviers, volet par volet, en identifiant ceux considérés dans la trajectoire de référence au moyen des icônes ci-dessous :

✓ La trajectoire financière de référence établie dans ce document intègre les leviers dont la mise en œuvre est techniquement atteignable et économiquement pertinente même si certaines conditions politiques, réglementaires et financières doivent être levées pour les rendre complètement faisables (par exemple, évolutions techniques et réglementaires permettant le déploiement et l'utilisation d'automates de limitation de production). Ces leviers ont fait l'objet d'une analyse d'impact approfondie au sein de chaque chapitre.

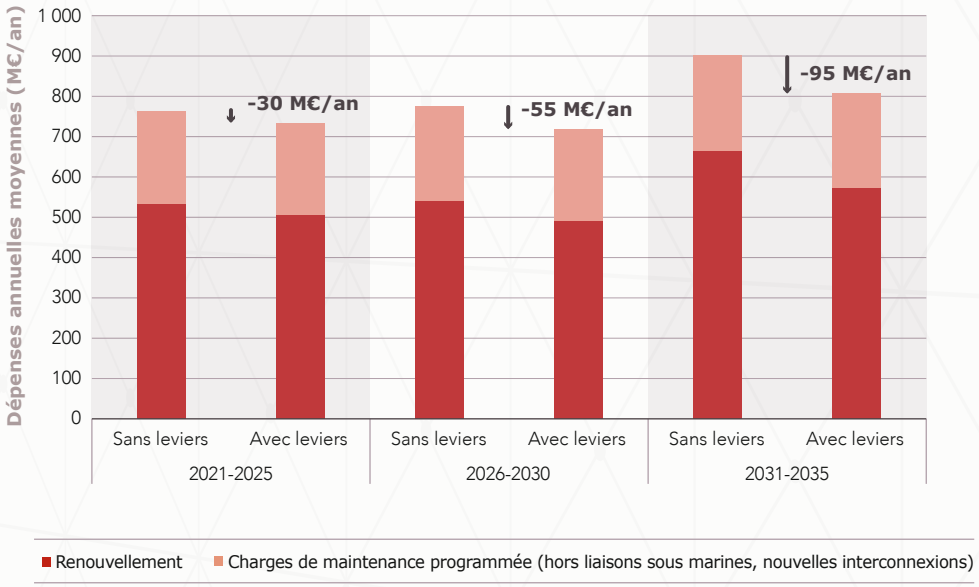
✗ En revanche, la trajectoire de référence n'intègre pas les leviers :
- dont la maturité technique ou économique n'est pas avérée ;
- et/ou ceux entraînant une dégradation du service rendu à la collectivité.

- Rénover les anciens équipements avec des matériels plus performants et plus sobres (notamment sur les lignes aériennes)
- Allonger la durée de vie de certains composants du réseau *via* une maintenance adaptée par la meilleure connaissance de l'état des matériels, obtenue grâce à une instrumentation poussée du réseau électrique
- Restructurer certaines zones en mutualisant les besoins d'adaptation pour l'accueil des énergies renouvelables et le nécessaire renouvellement pour moderniser le réseau et tenir compte, le cas échéant, de déposes possibles sur des infrastructures rendues moins utiles
- Dégrader le niveau de service rendu

Le déploiement de ces leviers a un impact significatif sur les besoins d'investissement pour le renouvellement des matériels de postes et de lignes, avec une économie de 900 M€ sur le scénario PPE durant la période 2021-2035.

Les prérequis techniques à la mise en œuvre de cette politique sont intégrés au volet *Ossature numérique*. Les politiques de gestion des actifs s'appuient sur une collecte et un traitement d'un volume d'informations sur le comportement des matériels dans l'optique de moderniser efficacement le réseau.

Figure 8.11 Impact des leviers considérés sur les dépenses de renouvellements – scénario PPE



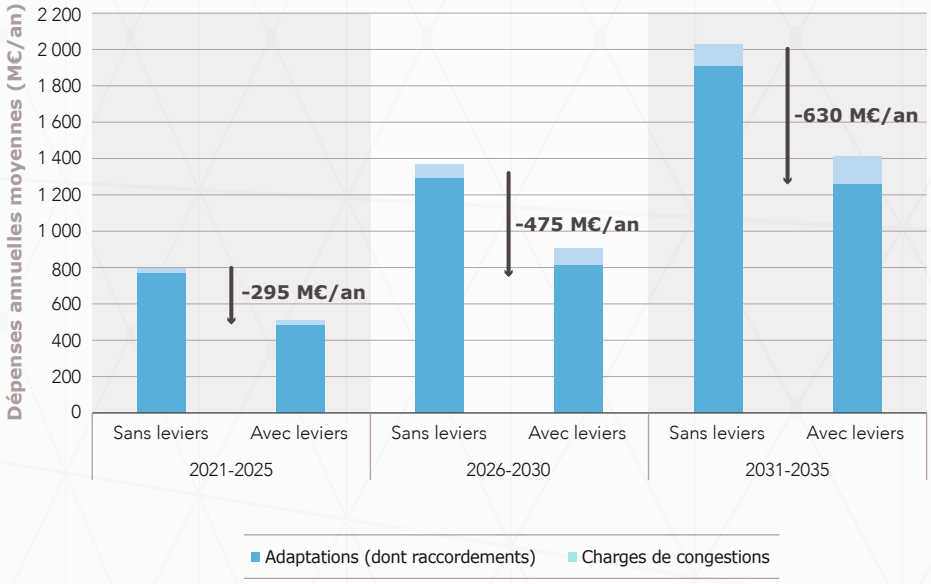
ADAPTATIONS

- ✓ Recourir, à une échelle plus large, à des limitations temporaires de production renouvelable selon le principe du « dimensionnement optimal » (lorsque les coûts de réseau évités sont supérieurs aux coûts induits, pour la collectivité, par l'écrêtement de la production)
- ✓ Déployer à grande échelle les solutions de flexibilités comme les automates et les capteurs pour réaliser des actions plus ciblées
- ⊗ Localiser les parcs de production d'énergie renouvelable afin de maximiser le productible issu des meilleurs gisements de vent ou de soleil tout en minimisant les infrastructures à développer sur le réseau
- ⊗ Bénéficier d'une meilleure acceptabilité lors de la construction d'une infrastructure et systématiser le développement d'infrastructures en aérien, moins coûteuses qu'en souterrain

Sur le scénario PPE, le recours à l'écrêtement temporaire de la production renouvelable (0,3 % en énergie) et la mise en œuvre de solutions de flexibilités issues de l'ossature numérique du réseau permettent des économies importantes (réduction d'environ 50 % sur les investissements d'ici à 2025, et environ 30 % sur les adaptations et les raccordements nécessaires à l'horizon 2035).

Ce levier représente ainsi près de 7 Md€ d'économies sur la période 2021-2035. RTE estime ce levier indispensable pour accueillir plus de 100 GW de capacités renouvelables terrestres à l'horizon 2035.

Figure 8.12 Impact des leviers considérés dans la trajectoire SDDR sur les dépenses d'adaptations– scénario PPE



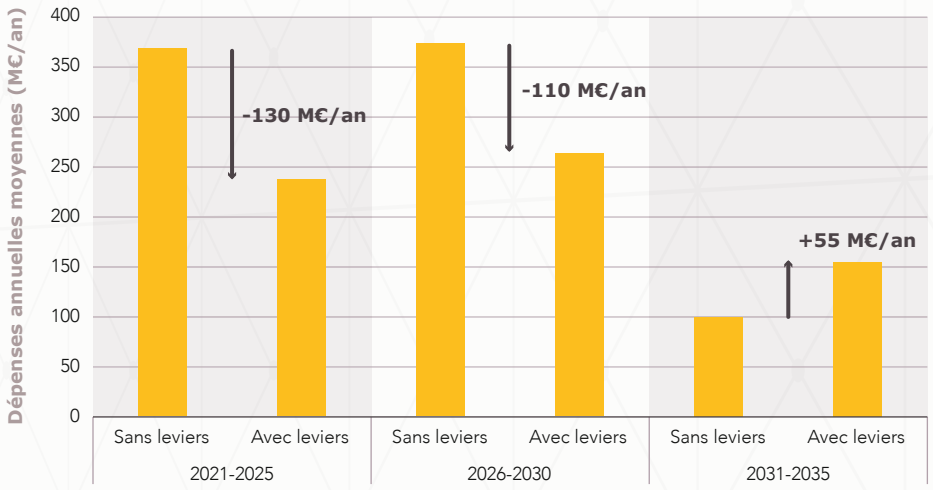
OSSATURE NUMÉRIQUE

✓ Étendre le réseau de télécommunication pour la sûreté et la performance du réseau électrique et accélérer la numérisation du contrôle commande uniquement sur les territoires présentant les plus forts besoins de flexibilités en lien avec l'arrivée des productions variables.

✗ Dégrader le niveau de sûreté et de performance du système électrique.

La mise en œuvre des leviers de maîtrise des coûts sur les projets de l'ossature numérique favorise un lissage des dépenses après 2030 (au-delà de 2035 dans le scénario *Volt)* tout en intégrant une économie de l'ordre de 900 M€ sur la période 2021-2035.

Figure 8.13 Impact des leviers considérés sur les dépenses de l'ossature numérique – scénario PPE



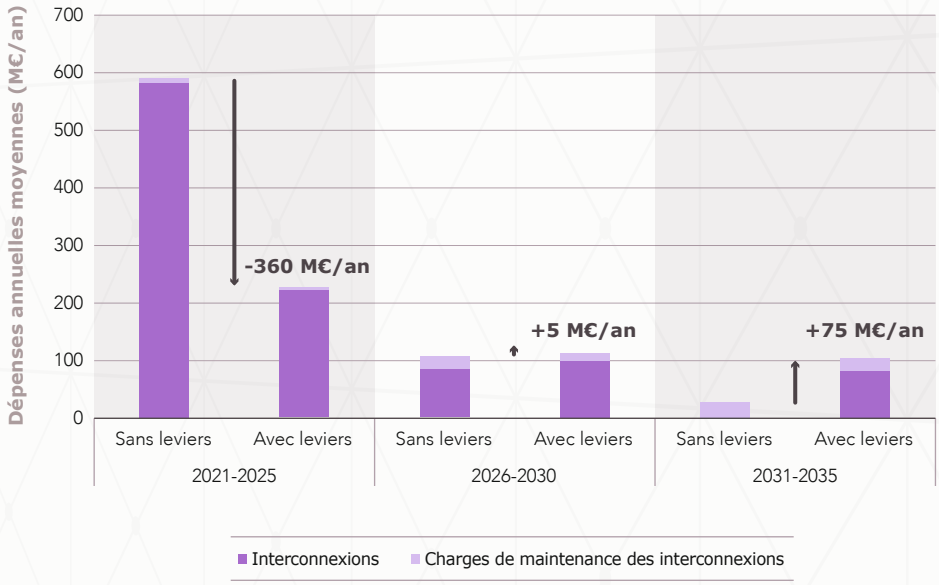
INTERCONNEXIONS

- ✓ Séquencer l'arrivée des interconnexions en fonction des priorités, sur toute la période 2021-2035, pour réduire les risques industriels et financiers
- ✓ Mettre en attente les projets d'interconnexions présentant trop d'incertitudes économiques, techniques, politiques ou sociétales
- ✗ Bénéficier de subventions européennes pour les phases de réalisation des projets actuellement en phase d'étude

Le séquencement des projets prévus à l'horizon 2025 induit un étalement de 360 M€ de la période 2021-2025 en intégrant la période post-2025.

Au-delà du séquencement, la mise en attente de certains projets d'interconnexion favorise une économie de l'ordre de 1,4 Md€ sur la période 2021-2035, tout en maintenant une trajectoire d'interconnexion réaliste et ambitieuse sur les quinze prochaines années avec le doublement des capacités actuelles d'échanges aux frontières françaises.

Figure 8.14 Impact des leviers considérés sur les dépenses d'interconnexions



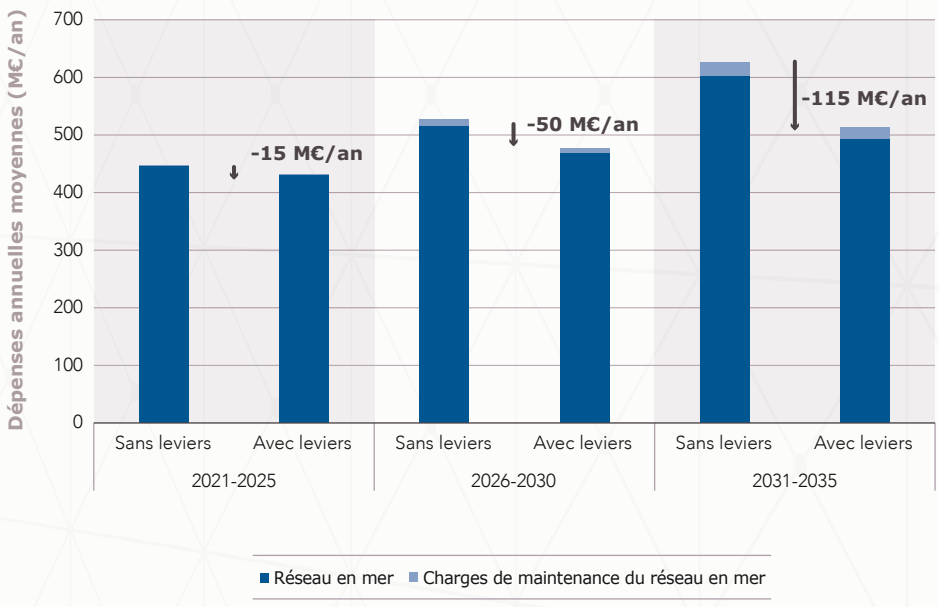
RÉSEAU EN MER

- Mettre en œuvre une planification du développement des parcs éoliens en mer, dans le «plan de développement du réseau en mer» par façade.
- Mutualiser les raccordements de plusieurs parcs avec la création de «hubs» de raccordement
- Optimiser le dimensionnement des parcs en tenant compte des effets de seuil sur le raccordement
- Développer un réseau modulaire pour permettre un développement échelonné dans le temps, au fur et à mesure de l'arrivée des parcs
- Standardiser des matériels avec en particulier l'usage de modules «topside» afin de réduire les coûts

La prise en compte des leviers pour le développement de réseau en mer permet des économies de l'ordre de 900 M€ sur la période 2021-2035 (et de plus de 1 Md€ dans le cas d'une réévaluation à la hausse des volumes attribués à l'éolien en mer).

Ces leviers sont conditionnés à une intégration en amont, par les pouvoirs publics et les producteurs, des contraintes d'optimisation du raccordement dans le choix de la localisation des parcs et ne pourraient donc être mis en œuvre qu'à partir de l'AO 4 au mieux. Ils favoriseront le développement pérenne de la filière éolienne en mer pour atteindre les volumes envisagés dans le projet de PPE soit entre 10 et 15 GW à l'horizon 2035.

Figure 8.15 Impact des leviers considérés dans la trajectoire SDDR sur les dépenses de développement en mer – scénario PPE



Ces leviers portent sur plus de 10 milliards d'euros d'investissement sur 15 ans par rapport à une évolution non planifiée et non coordonnée du réseau. Il nécessite en revanche une croissance de certains OPEX.

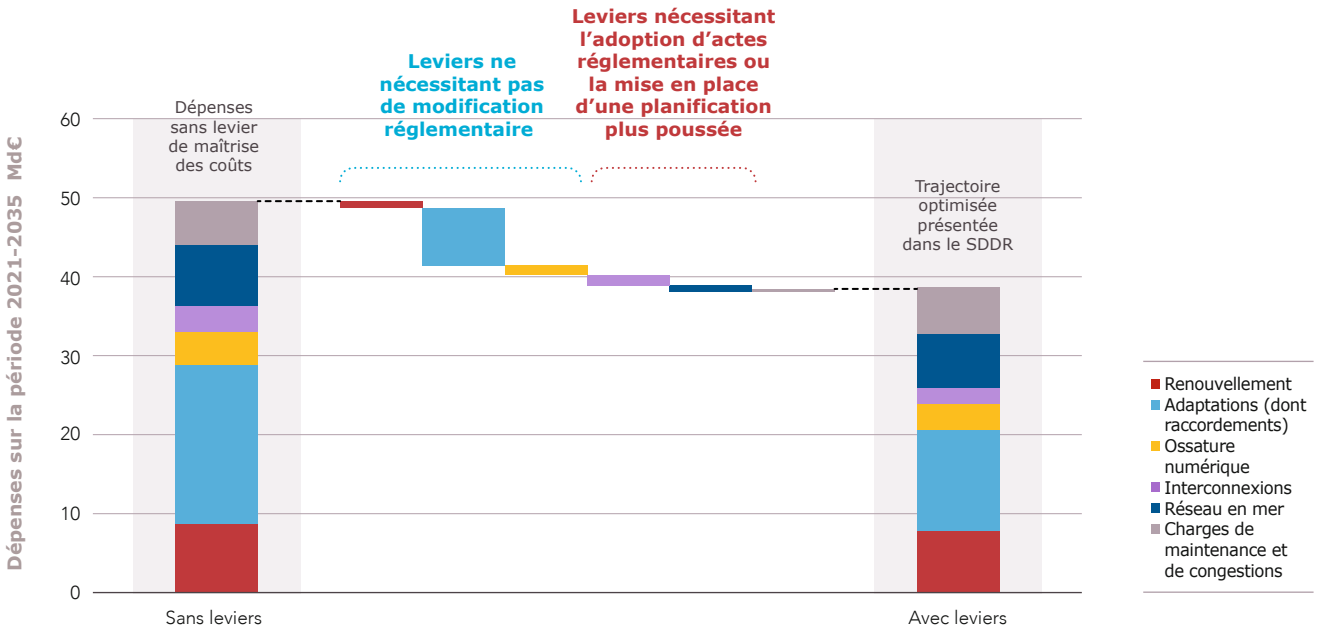
En tenant compte de leurs impacts cumulés, tous les leviers activés sur l'ensemble des investissements de réseau permettraient une économie de plus de 10 Md€ sur la période 2021-2035 sur le scénario PPE, de 8 Md€ sur le scénario *Ampère* et de 6 Md€ sur le scénario *Volt*. Ces leviers ne conduisent pas à remettre en cause l'efficacité sur service rendu par le réseau de transport d'électricité, tout en atténuant la hausse des dépenses dans un contexte de transformation du mix électrique et de modernisation nécessaire du réseau.

L'ensemble des leviers présentés ci-dessus participe de la maîtrise des coûts de la transition énergétique, à niveau de service inchangé. Ils participent ainsi à la gestion efficace du service public de l'électricité.

A contrario, une trajectoire ne permettant pas d'atteindre ces montants expose à plusieurs risques :

- l'impossibilité d'atteindre les ambitions de la transition énergétique, avec des limitations très importantes sur l'évacuation de la production des nouveaux parcs de production renouvelables, et en conséquence, une faible décarbonation du système électrique ;
- la dégradation de la qualité de l'électricité, de la fiabilité et de la sécurité du réseau, notamment avec des risques accrus de recourir à des moyens de sauvegarde du réseau allant parfois jusqu'à la mise en œuvre de coupures électriques, sans jamais transiger sur les risques pour la sécurité des personnes et des biens ;
- l'augmentation des charges liées à la maintenance et aux congestions résultant d'un réseau obsolète ou mal dimensionné.

Figure 8.16 Investissements réseau – visions sans et avec leviers de maîtrise des coûts – scénario PPE



8.4 Dans tous les scénarios, les dépenses du réseau de transport d'électricité constitueront une faible part des coûts totaux du système électrique

Depuis 2017, l'évaluation économique des scénarios de transition énergétique a progressé.

Avec le Bilan prévisionnel 2017, RTE a contribué à ce travail en présentant un chiffrage des scénarios *Ampère*, *Hertz*, *Volt* et *Watt*, selon plusieurs métriques et selon différentes hypothèses de coût (sur les énergies renouvelables ou la prolongation du nucléaire).

Cette démarche a permis de livrer des éléments relatifs aux coûts de production et d'interconnexion des différents scénarios, et d'éclairer le débat public en identifiant les tendances en matière d'évolution et de structure des coûts du système électrique.

Depuis, le travail a été poursuivi, en intégrant par exemple, des analyses économiques détaillées sur la transition vers le véhicule électrique. Les cinq scénarios de transition vers la mobilité électrique, présentés par RTE en mai 2019, font ainsi l'objet d'un chiffrage précis.

Les travaux réalisés dans le cadre du SDDR permettent de compléter le travail d'évaluation économique des différentes composantes de la transition énergétique, en y ajoutant les coûts correspondant au réseau de transport d'électricité. Ceci permet également de mettre en perspective les dépenses de réseau par rapport à l'ensemble des coûts du système électrique.

En parallèle, le chiffrage économique présenté dans le Bilan prévisionnel 2017, a été affiné et appliqué au scénario de la PPE, dont le projet a été publié par le Gouvernement en janvier 2019.

Les coûts de réseau de transport ne constituent qu'une des composantes des coûts totaux du système électrique

Les principes méthodologiques d'évaluation du coût des scénarios de transition énergétique sont présentés dans la partie 11.7 du Bilan prévisionnel 2017. Ce chapitre détaillait également les différentes composantes de coûts du système électrique, dont certaines avaient alors fait l'objet d'un chiffrage :

- **Les coûts de production** (analyse détaillée) :
  Les coûts de production de l'électricité correspondent à la somme des coûts fixes (y compris le raccordement des énergies renouvelables) et des coûts variables de production de l'ensemble des filières. Ceux-ci sont évalués à partir des scénarios *Volt* et *Ampère* (chiffrage déjà présenté dans le Bilan prévisionnel 2017) ainsi que du projet de PPE, selon les principes détaillés dans le Bilan prévisionnel 2017 mais avec des hypothèses actualisées sur les coûts des énergies renouvelables terrestres. Les coûts des pertes électriques sont comptabilisés dans les coûts de réseau.

- **La balance commerciale des échanges d'électricité** (analyse détaillée) :
  La balance commerciale des échanges d'électricité est déterminée pour les scénarios *Volt*, *Ampère* et PPE en intégrant, pour chaque pas demi-horaire, le coût des imports et les recettes associées aux exports en fonction des prix auxquels ces échanges ont lieu.

En complément, les éléments de coût suivants ont été ajoutés au périmètre de quantification économique des scénarios dans le cadre de ce nouvel exercice :

- **Le coût des interconnexions et du réseau de transport** (analyse détaillée) :
  Les trajectoires de production, de consommation et d'interconnexion conditionnent les évolutions des infrastructures de réseau. L'évaluation des coûts du réseau de transport et la mise à jour des coûts des interconnexions a fait l'objet d'un travail approfondi dans le schéma décennal. Les autres composantes de coût du réseau

Tableau 8.2 Hypothèses de coûts considérés dans les trajectoires de coûts complets des scénarios

Coût	Méthode de calcul	Type de coûts
Coûts de production	**Projections d'après la méthode du Bilan prévisionnel**	Coûts d'investissement et de capital, coûts d'exploitation fixes, coûts de combustible et de CO_2
Balance commerciale des échanges d'électricité	**Projections d'après la méthode du Bilan prévisionnel**	Coûts des imports et recettes d'exports résultant des échanges électriques
Coût de réseau		
interconnexions	**Projections du SDDR**	Coûts d'investissement et de capital
transport	**Projections du SDDR et réplique**	Projections des coûts d'investissement réseaux, coûts de maintenance et de congestions issues du SDDR. Autres dépenses prolongées par rapport à l'historique
distribution	**Projections et réplique**	Coûts d'investissement en hausse semblable à la hausse des coûts du GRT hors réseau en mer Charges répliquées d'après les coûts 2017-2020 de la délibération TURPE5 HTA-BT.
Coûts de commercialisation	**Réplique de l'historique**	Coûts de commercialisation basés sur les éléments d'analyse de la CRE de la délibération sur les Tarifs Réglementés de Vente.

Figure 8.17 Coûts annualisés du système électrique et bilan des imports exports



(immobilier et logistique, SI, autres charges) ont été prolongées à l'identique par rapport à aujourd'hui, en moyenne sur 15 ans.

- **Le coût du réseau de distribution** :
  Il n'existe pas d'analyse prospective consolidée des dépenses sur les réseaux de distribution. Pour aboutir à une vision des coûts complets, une estimation très simplifiée a été retenue en s'appuyant sur les coûts actuels du réseau de distribution, disponibles dans la délibération TURPE 5 HTA-BT[14] et l'audit des charges d'exploitation d'ENEDIS[15]. Pour obtenir une projection, et considérant que le projet de PPE précise que les coûts d'investissement du réseau de distribution vont croître pour faire face à des besoins de renouvellements d'une part et d'intégration des énergies renouvelables d'autre part, la dynamique observée sur les investissements dans le réseau de transport (hors effet de l'intégration du réseau en mer) a été répliquée sur le réseau de distribution. Des travaux ultérieurs pourraient permettre d'affiner ces hypothèses.

- **Les coûts de commercialisation** (analyse simplifiée) :
  Les coûts de commercialisation constituent une composante non négligeable des coûts du système électrique et sont, *in fine,* portés par les consommateurs. Une estimation de l'évolution de ces coûts de commercialisation est réalisée en s'appuyant sur les publications de la CRE, notamment (i) sur les coûts de commercialisation portés par EDF dans le cadre du calcul des tarifs réglementés de vente[16], permettant de calculer un coût unitaire par type de consommateur et (ii) sur la composition des sites de consommation en France[17], permettant d'extrapoler les coûts de commercialisation à l'échelle nationale. L'analyse simplifiée suppose que les coûts sont constants à l'horizon 2035 (en particulier, l'évolution du coût des certificats d'économie d'énergie n'a pas été évaluée).

Les principes méthodologiques utilisés pour la présentation du coût complet des scénarios ont été présentés en concertation et détaillés dans le Bilan prévisionnel 2017[18]. Ces principes sont repris dans le SDDR.

- Périmètre : l'approche retenue, commune à celle présentée dans le Bilan prévisionnel, consiste à évaluer les coûts portés par l'ensemble des acteurs du système électrique, avec les composantes détaillées ci-contre.
- Horizon : les études menées portent sur la période 2021-2035.
- Indicateurs de représentation des coûts : les coûts présentés correspondent aux coûts annualisés futurs et passés du système électrique : cet indicateur permet de dégager une tendance sur l'évolution des coûts par rapport au système actuel.

Une approche de comptabilisation des coûts comptables ou d'évaluation de la base d'actifs régulés, qui comprennent l'amortissement des investissements passés, diffère de la comptabilisation en coûts annualisés.

Les coûts du réseau de transport d'électricité évoluent de manière cohérente avec ceux de la transition énergétique

L'augmentation des coûts du réseau de transport accompagne la mise en œuvre de la transition énergétique sur la période 2021-2035. **Dans le scénario PPE, la part des dépenses dans le réseau de transport d'électricité demeure de l'ordre de 10 % de l'ensemble des coûts annualisés du système électrique,** qui s'établissent à environ 50 Md€ par an.

L'analyse des coûts annualisés établie dans le Bilan prévisionnel est bien confirmée : les scénarios *Ampère* et PPE, qui reposent sur une trajectoire

14. CRE, Délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA/BT.
15. Audit du niveau des charges d'exploitation d'Enedis, Schwartz and co pour la Commission de régulation de l'énergie, 27 juillet 2016.
16. CRE, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.
17. CRE, T4 2017, Observatoire Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.
18. Des éléments approfondis relatifs aux différentes options de représentation des coûts dans le cadre d'un tel exercice sont fournis dans le chapitre 11 du Bilan prévisionnel 2017.

ambitieuse de développement des énergies renouvelables nécessitent des investissements soutenus dans le parc de production mais aussi dans le réseau de transport. **Dans l'ensemble des scénarios étudiés, la prise en compte des coûts du réseau ne modifie pas les constats établis tant sur le niveau que sur le positionnement des coûts des différents scénarios.**

L'évaluation plus précise des coûts du réseau de distribution, ici prolongés au rythme d'évolution du coût du réseau de transport terrestre, faute de référence, pourrait enrichir les conclusions de cette évaluation des coûts des scénarios. En complément, des approfondissements sur les coûts de l'efficacité énergétique, sur l'évolution des coûts du réseau de distribution et de commercialisation, ou sur l'actualisation des hypothèses de coût des différentes filières, sont envisageables et pourront faire émerger des résultats affinés lors d'analyses ultérieures.

Rapporté à la production, le coût associé à l'adaptation du réseau pour l'accueil des énergies renouvelables terrestres reste limité à l'horizon 2035

Le débat sur le développement des énergies renouvelables électriques mobilise souvent un mythe tenace : celui des « coûts cachés des EnR », qui seraient associés à l'intégration de ces sources d'énergie dans le réseau électrique.

Les analyses économiques réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 avaient mis en évidence la nécessité de raisonner à l'échelle du système (comparer un scénario complet à un autre) et la difficulté à attribuer certaines composantes de coût à l'une ou l'autre des sources d'énergies. C'est pourquoi le chiffrage économique mené dans le Bilan prévisionnel et complété dans le SDDR (voir section précédente) est restitué de manière principale sous la forme des coûts totaux du système pour chacun des scénarios.

Néanmoins, des analyses simplifiées, consistant à comparer les différentes composantes de coût et à les ramener à la production, peuvent apporter un éclairage sur l'existence éventuelle de coûts d'intégration des énergies renouvelables et sur les ordres de grandeur correspondants. Le chiffrage mené dans le cadre du Bilan prévisionnel avait déjà permis de montrer que dans les scénarios comme *Volt* et *Ampère*, et *a fortiori* dans le scénario de la PPE, les coûts d'adaptation du mix associés aux EnR variables étaient négligeables. Dans ces scénarios, le critère de sécurité d'approvisionnement peut en effet être respecté sans recours à la construction de nouveaux moyens thermiques, mais en s'appuyant sur les moyens de production (thermique et socle nucléaire résiduel qui reste significatif) et de flexibilité existants.

Les analyses menées dans le SDDR permettent de compléter ces premières évaluations et d'apporter des éléments d'appréciation sur les coûts « réseau » associés au développement des EnR.

Si le coût de raccordement des énergies marines (7,2 Md€ sur la période 2021-2035) peut être logiquement attribué au développement de la production éolienne en mer, il ne va pas de soi d'isoler précisément quels sont les investissements de réseau attribuables aux EnR terrestres sur le réseau de grand transport. Les besoins d'adaptation du réseau résultent en effet de multiples déterminants : développement de la production renouvelable mais également évolution du reste du mix électrique, arrivée des interconnexions, évolutions des usages électriques, etc.

En supposant que l'ensemble des adaptations prévues dans le SDDR (8 Md€ sur la période 2021-2035)[19] sont dues au développement des énergies renouvelables et en rapportant à la production des nouvelles installations renouvelables prévues par le projet de PPE (58,5 GW de nouvelles centrales photovoltaïques, 33,4 GW d'éoliennes sur terre et 10 GW d'éoliennes en mer), il est néanmoins

19. Il s'agit ici des coûts d'adaptation du réseau amont uniquement. Les coûts de raccordement identifiés dans le chapitre 3 sont couverts par la quote-part payée par les producteurs

possible d'apporter des ordres de grandeur d'un majorant du coût réseau des EnR à l'horizon 2035 :

- Pour les énergies renouvelables terrestres, les coûts d'adaptation du réseau représentent au maximum de l'ordre de 3 à 4 €/MWh. Ces coûts de réseau restent modérés par rapport aux autres composantes de coûts des énergies renouvelables terrestres. Les rémunérations proposées pour les dossiers retenus au cours des derniers appels d'offres atteignent ainsi entre 58 et 64 €/MWh pour les centrales photovoltaïques au sol et sur ombrières[20], et de l'ordre de 63 €/MWh pour l'éolien terrestre[21], en incluant les coûts des ouvrages propres de raccordement ainsi que la quote-part payée par le producteur et qui vise à couvrir les coûts de raccordement et de création d'ouvrages sur le réseau de transport. Ces coûts devraient par ailleurs continuer à baisser : les différentes estimations convergent vers une baisse du coût de l'ordre de 20 à 25 % d'ici 2035 pour l'éolien terrestre et de 35 % à 45 % pour le photovoltaïque.

Figure 8.18 Estimation des coûts complets de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol en incluant les coûts d'adaptations du réseau de transport

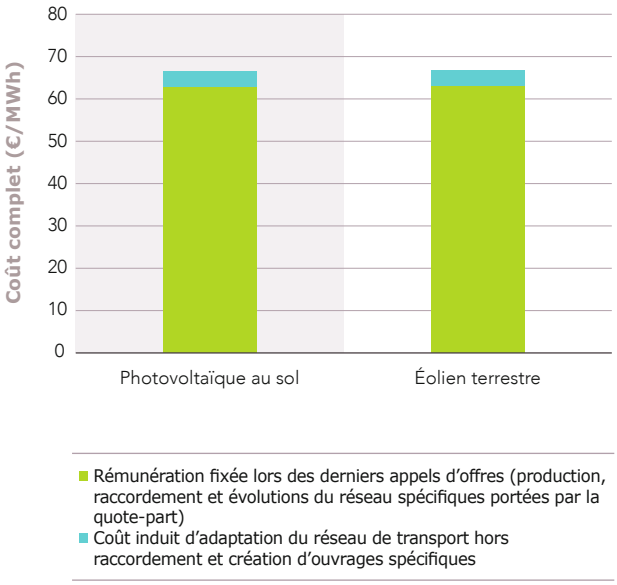
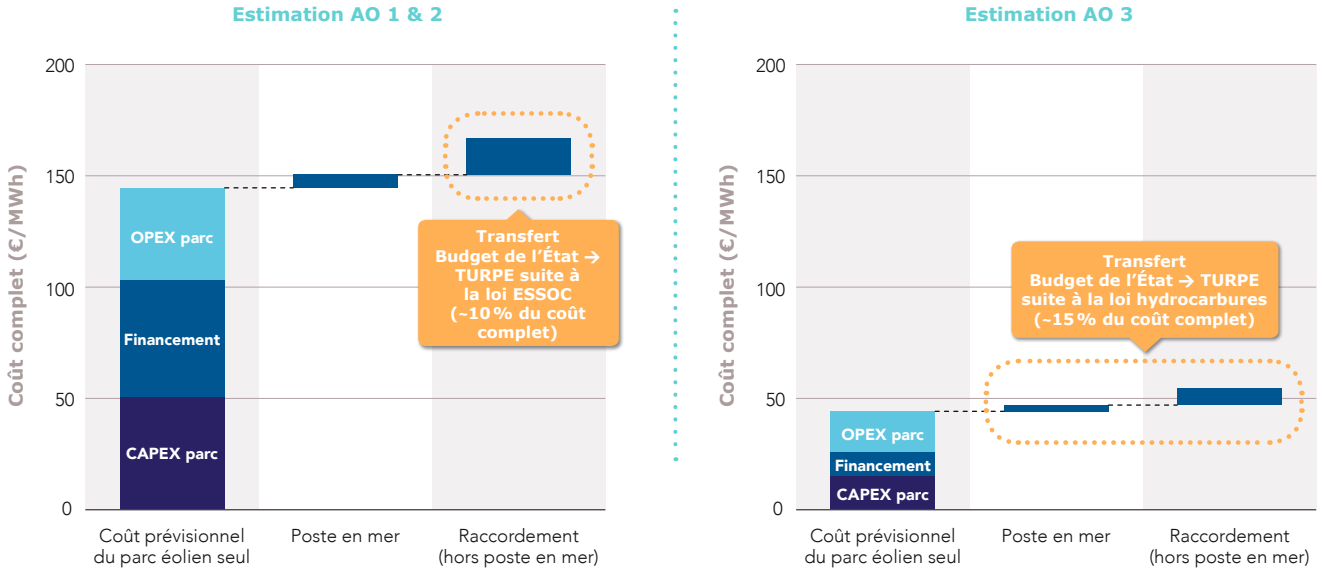


Figure 8.19 Estimation de la décomposition du coût complet de l'éolien en mer



20. Prix moyen des dossiers retenus lors des trois dernières périodes de l'appel d'offres CRE
21. Prix moyen des dossiers retenus lors de la troisième période de l'appel d'offres « éolien terrestre »

Finalement, même en prenant un majorant du coût d'adaptation du réseau qui ne serait pas inclus dans les prix issus des appels d'offres, celui-ci reste limité au regard des références de coûts complets existantes. La maîtrise du coût réseau est largement favorisée par la mise en œuvre du principe de dimensionnement optimal et le recours à des limitations de production dans certaines situations spécifiques.

- Pour les parcs éoliens en mer, les coûts de réseau qui s'ajoutent aux prix issus des appels d'offres représentent un montant supplémentaire de l'ordre de 10 à 20 €/MWh selon la proximité des sites et la disponibilité du réseau à terre. La différence d'ordre de grandeur avec les EnR terrestres s'explique par le fait que la totalité du raccordement de ces installations est désormais pris en charge par RTE *via* le TURPE (et non pas par le producteur, contrairement aux EnR terrestres pour lesquelles les producteurs paient le coût de raccordement *via* la quote-part). Le contexte est aujourd'hui celui d'une forte diminution des coûts des parcs éoliens en mer : en France, l'appel d'offres n° 3 organisé à Dunkerque a conduit à une forte diminution du prix de référence, avec un prix égal à 44 €/MWh pour l'offre retenue, contre environ 150 €/MWh pour les appels d'offres précédents. Le coût de raccordement devient donc une part importante du coût complet de l'éolien en mer.

Coût du réseau pour un consommateur résidentiel

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE fournit la répartition des coûts du système électrique pour un consommateur résidentiel[22].

La facture d'électricité d'un consommateur résidentiel se compose de deux composantes principales de coûts du système électrique : la production et les réseaux. À ces composantes de coûts pour le système électrique s'ajoutent des coûts de commercialisation et des taxes.

Les coûts du réseau pour un consommateur résidentiel sont établis de façon à refléter le coût correspondant à son utilisation de l'ensemble des réseaux d'électricité. Un consommateur résidentiel utilise non seulement le domaine de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des domaines de tension amont, dans des proportions qui dépendent des flux physiques sur les réseaux[23].

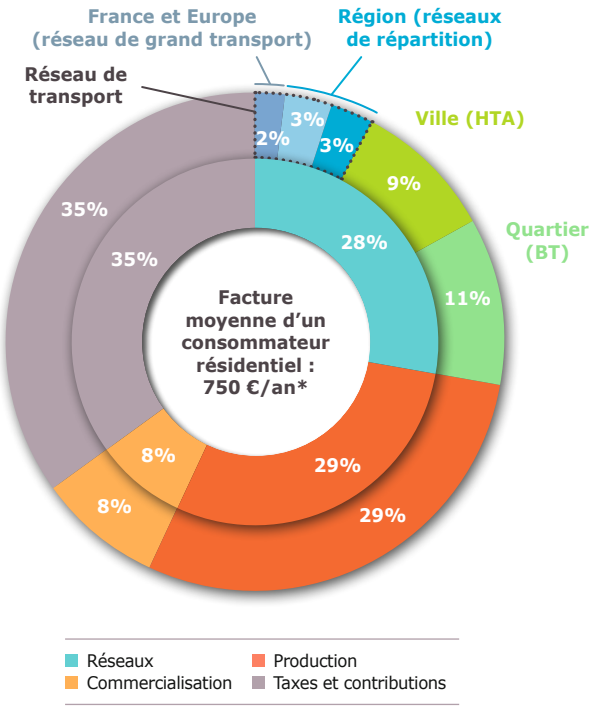
Aujourd'hui, le coût du réseau de transport pour un consommateur résidentiel, y compris les pertes s'établit à 8 % de sa facture d'électricité.

Demain, l'ensemble des dépenses d'investissement réalisées pour permettre la mise en œuvre du mix énergétique de la PPE entraînera une hausse des coûts du réseau de transport d'environ 20 % à l'horizon 2031-2035. Ainsi, l'augmentation de la facture liée aux investissements dans le réseau de transport pour accompagner le scénario de la PPE atteindra environ 1,5 % à l'horizon 2031-2035 soit une hausse d'environ 12 €/an de la facture moyenne d'un foyer.

L'ensemble des investissements présentés dans le SDDR engendre donc, une fois les leviers décrits dans ce chapitre activés, un effet haussier mais modéré sur la facture des consommateurs d'électricité.

Ces investissements envisagés sont calés au plus juste, et sources d'économies pour le consommateur par rapport aux alternatives. Ainsi, si les investissements pour l'adaptation du réseau sur les prochaines années n'étaient pas réalisés, des coûts de congestion de plus d'un milliard d'euros par an seraient à terme nécessaires pour assurer la sûreté du réseau et répercutés sur la facture du consommateur. De même, l'absence de renouvellement des infrastructures les plus anciennes pourrait à terme conduire à des dépenses de maintenance supplémentaires, voire à des incidents et des coupures plus fréquentes, qui seraient coûteuses pour la collectivité.

Figure 8.20 Décomposition du tarif payé par un consommateur résidentiel moyen



** Sur la base des données publiées par la CRE pour la construction des tarifs réglementés de vente : https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data*

22. *https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-detail-de-l-electricite*
23. CRE, avril 2017, Notice explicative coûts unitaires horaires

LES SOLUTIONS FLEXIBLES

9. LES SOLUTIONS FLEXIBLES : EN COMPLÉMENT DES STRATÉGIES STRUCTURELLES, DE NOUVEAUX ACTEURS FOURNISSENT DES SERVICES POUR LE RÉSEAU

SYNTHÈSE

Il est aujourd'hui devenu un lieu commun de considérer que le développement des technologies du numérique offre des opportunités techniques et économiques nouvelles, qui permettent d'envisager une architecture différente des réseaux électriques.

Avec une supervision généralisée des composants du système, des possibilités d'action directes sur ses composantes, et notamment l'utilisation des « flexibilités » de la production, la consommation ou l'infrastructure d'acheminement, des possibilités nouvelles existent pour décongestionner le réseau en cas de contraintes. Synthétisant ces concepts, le « *smart grid* » s'est ainsi imposé comme une constante de toutes les analyses prospectives.

1) Une dynamique de généralisation engagée pour les automates de zone, mais un espace économique aujourd'hui limité pour l'utilisation des « flexibilités » tierces (effacement, stockage, couplage sectoriel) pour la gestion des congestions

Le nouveau SDDR est construit sur le principe d'une recherche systématique des synergies entre l'infrastructure électrique et les technologies de l'information :

- la stratégie d'adaptation du réseau présentée au chapitre 3 repose sur le déploiement d'un millier d'automates de manière à renforcer l'optimisation des infrastructures existantes ;
- la stratégie de déploiement de l'ossature numérique mentionnée au chapitre 4 détaille les conditions techniques sous-jacentes en ce qui concerne les systèmes d'information, la numérisation des contrôles-commandes, et le déploiement de liens télécoms.

Cette montée en gamme constitue donc, au cours des prochaines années, une réalité industrielle pour le système électrique en France.

Néanmoins, cette dynamique ne conduit pas, en tant que telle, à ouvrir un large espace pour un développement de l'utilisation des « nouvelles flexibilités » pour la gestion des congestions sur les réseaux. Aujourd'hui, les réseaux électriques français sont très bien dimensionnés (10 millions d'euros par an de coûts de congestion en France). L'espace économique pour utiliser des flexibilités est donc faible, et les gisements de valeur se situent plus largement, et pour longtemps, dans la contribution des flexibilités à l'équilibrage du système (mécanisme de capacité, mécanisme d'ajustement, réserves, services système). Cette conclusion résulte de travaux approfondis sur les *Réseaux électriques intelligents* publiés en 2015 et 2017.

Dans la pratique et au-delà de nombreuses expérimentations, le « passage à l'échelle » se concentre donc sur des objets peu connus du public : les automates permettant de gérer des limitations ponctuelles de production variable.

2) Une dynamique enclenchée pour qualifier de nouveaux systèmes et favoriser l'utilisation des flexibilités comme alternative à l'écrêtement et au réseau à l'horizon 2030

À l'horizon 2030, le dimensionnement du réseau conduira à accepter davantage de congestions. Pour préparer cette échéance, deux priorités se dégagent.

La première consiste à tester des technologies pour un usage nouveau (décongestionner les réseaux). C'est l'objet de l'expérimentation *RINGO*, qui vise à qualifier techniquement un système de plusieurs batteries et un système de commande centralisé pour coordonner leur activation et celle d'autres leviers potentiels.

La seconde consiste à compléter les dispositifs réglementaires permettant aux flexibilités offertes par les tiers de jouer un rôle accru pour soulager des contraintes du réseau, de manière ponctuelle ou structurelle :

- au travers du mécanisme d'ajustement, la France est déjà pourvue d'un dispositif de marché permettant *d'activer* les flexibilités pour remédier aux congestions rencontrées. Une interface spécifique pour les EnR est en cours de déploiement, de manière à utiliser le potentiel de ces nouveaux moyens de production ;
- l'étape suivante consiste à publier la carte des contraintes résiduelles, de manière à inciter les acteurs à se localiser en priorité dans ces zones. Cette incitation existe déjà aujourd'hui *(via* le coût du raccordement, qui est facturé en totalité ou en partie au producteur) mais sera renforcée par une meilleure information ;
- enfin, RTE discute avec les parties prenantes d'un dispositif permettant de rémunérer un service apporté par un acteur si celui-ci permet de résoudre, de manière structurelle, une congestion en conduisant à abandonner ou reporter un investissement.

3) À long terme, un gain possible mais associé à des localisations et des exigences très spécifiques

Les termes de l'arbitrage entre renforcement du réseau, limitations de la production, utilisation du stockage ou du couplage sectoriel, se posent différemment à l'horizon 2035. RTE anticipe des opportunités associées à une localisation très spécifique de certains actifs de stockage à proximité de zones de forte production éolienne terrestre ou en mer. Si ces opportunités sont saisies, les besoins d'évolution du réseau de transport seront réduits toutes choses étant égales par ailleurs.

9.1 Le développement de solutions de flexibilité *(smart grids)* se pose désormais comme une alternative aux infrastructures classiques de production et de réseau

Le développement des technologies de l'information et de la communication permet l'émergence et l'industrialisation de nouvelles solutions de flexibilité susceptibles de rendre des services au système électrique. Ces solutions, parfois qualifiées de *smart grids* ou réseaux électriques intelligents, s'appuient sur des connexions entre différents objets du système électrique (site de production ou de consommation, infrastructures de réseau, stockage…) et un système informatique, permettant ainsi d'agir en temps réel sur l'état du système.

Ces flexibilités peuvent rendre différents types de services au système : équilibre offre-demande à différentes échéances (du long terme au temps réel), résorption des congestions du réseau, réduction des pertes électriques, etc.

Depuis quelques années, **ces solutions de flexibilité sont présentées comme des alternatives possibles aux infrastructures classiques de production et de réseau,** celles-ci faisant parfois face à des problématiques d'acceptabilité. Elles pourraient également accompagner le développement des énergies renouvelables variables, susceptible d'entraîner une augmentation des besoins de flexibilité du système électrique.

Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau, les pouvoirs publics et l'ensemble des parties prenantes du secteur, en s'appuyant sur les résultats d'études prospectives sur la valeur des flexibilités, expérimentent depuis plusieurs années l'utilisation de solutions flexibles au service du système électrique par le biais de nombreux démonstrateurs (*Smart Grid* Vendée, GreenLys, Nice Grid, VENTEEA, Solenn…), ainsi que de quelques déploiements à grande échelle (Smile, Flexgrid, *You & Grid).*

En particulier, les études engagées par RTE au cours des dernières années, notamment au travers des deux volets *Réseaux électriques intelligents*[1] et des Bilans prévisionnels successifs, ont permis d'apporter des éléments de valorisation sur l'apport des solutions *smart grids* au système, tant sur le volet « équilibre offre-demande » que sur le volet « réseau de transport ». Ces analyses ont par la suite été progressivement enrichies sur le volet « réseau de distribution » par différents travaux[2] menées par la CRE et les gestionnaires de réseau de distribution.

Les études menées par RTE sur les réseaux électriques intelligents ont permis de mettre en évidence quelques résultats principaux sur la valeur de ces solutions pour le système électrique :

- les solutions *smart grids* peuvent présenter un intérêt économique à l'échelle du système, pour un gisement de quelques gigawatts à l'horizon 2030 ;
- la majeure partie de la valeur apportée par ces solutions provient de la participation à l'équilibre offre-demande et aux différents mécanismes de marché de l'électricité (capacité, énergie, équilibrage) ;
- les solutions de flexibilité, indépendamment de leur niveau de raccordement, peuvent réduire modérément les besoins d'investissement dans le réseau de transport en permettant de limiter les congestions sur le réseau électrique, voire différer ou éviter certains investissements

1. RTE, 2015, *Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents – Méthodologie et premiers résultats*
RTE, 2017, *Réseaux électriques Intelligents – Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble*
2. CRE, 2016, Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution
Enedis, ADEeF, 2017, *Valorisation économique des Smart Grids – Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution*
CRE, 2017, *Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité*

dans les infrastructures. Toutefois, sauf pour quelques configurations spécifiques, la valeur apportée par ces solutions pour le réseau de transport est le plus souvent de second ordre par rapport aux gains pour l'équilibre offre-demande.

Ces études ont également contribué à la construction d'un cadre d'analyse permettant à RTE d'intégrer plus systématiquement les *smart grids* dans le bouquet de solutions étudiées pour l'adaptation du réseau. Ainsi, depuis quelques années, RTE étudie systématiquement l'intégration des solutions flexibles tierces matures en alternative des solutions structurantes.

À ce jour, RTE déploie largement les solutions d'automates d'écrêtement de production renouvelable (à partir des études menées pour la révision des S3REnR) et continue d'expérimenter certaines solutions techniques, notamment le stockage d'électricité par batterie, afin de préparer l'exploitation du système électrique à un déploiement à grande échelle de ce type de technologie.

9.2 Le SDDR prend en compte l'apport de différentes solutions de flexibilité externe pour le réseau de transport

Les différentes solutions *smart grids* présentent des degrés de maturité différents s'agissant de leur utilisation pour résoudre les contraintes du réseau de transport

Les solutions *smart grids* recouvrent un grand nombre de solutions différentes, aux caractéristiques variées, et dont la maturité technologique se situe à des stades différents. Plusieurs d'entre elles font l'objet d'études dans le cadre du SDDR.

Certaines solutions sont expérimentées depuis plusieurs années et apparaissent aujourd'hui techniquement matures ; elles sont donc en cours de déploiement :

- **Les 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. Cette solution est intégrée systématiquement dans les études *via* les schémas S3REnR pour éviter des investissements de réseau qui ne seraient utiles que pour quelques heures d'évacuation dans l'année. D'autres automates de limitation sont ainsi installés dans des parcs photovoltaïques et éoliens raccordés sur les réseaux de répartition dans les régions de Nantes et de Nancy. De nombreux automates sont également installés dans des parcs éoliens et photovoltaïques raccordés sur les réseaux de distribution. Ils sont d'ailleurs associés à des technologies de capteurs *(DLR* ou monitoring) permettant de coupler une optimisation du réseau avec l'utilisation de la flexibilité de la production variable (voir Chapitre 3).
- **L'effacement de consommation,** pour piloter la charge lorsque le réseau est saturé. L'effacement diffus (résidentiel et tertiaire ou véhicule électrique) et les effacements industriels se valorisent aujourd'hui sur les services liés à l'équilibre offre-demande au travers des différents mécanismes de marché existants. L'utilisation de l'effacement diffus pour décongestionner le réseau se heurte à des exigences de localisation (nécessité d'agréger un grand nombre de foyers participants dans une zone très concentrée) qui diminuent sa pertinence pour la gestion des congestions. S'agissant des effacements des consommateurs industriels, ceux-ci peuvent être activés *via* un automate en réponse à des contraintes occasionnelles.

D'autres solutions sont techniquement éprouvées mais restent à l'état d'expérimentation pour leur utilisation sur le réseau de transport d'électricité :

- **Le stockage par batterie** pour absorber l'énergie en surplus lors de périodes de congestion, et la restituer quand les conditions sont plus favorables sur le réseau. Le démonstrateur *RINGO* vise ainsi à tester le déploiement de solutions de stockage par batterie pour décongestionner le réseau et permet d'évaluer les problématiques techniques associées (voir ci-après). Les modalités d'activation et les mécanismes sur lesquels un tel actif peut se valoriser sont en cours de concertation.

Enfin, d'autres solutions apparaissent aujourd'hui plus prospectives :

- **Le *power-to-gas*** pour transformer une partie de la production d'électricité en gaz (par électrolyse de l'eau, puis éventuellement du méthane par une réaction complémentaire de méthanation), et utiliser le gaz produit en l'injectant directement sur le réseau gazier ou en le distribuant localement chez un industriel consommateur de gaz ou d'hydrogène. À terme, le gaz décarboné produit pourrait également être stocké, de manière saisonnière, puis restitué pour la production d'électricité lors des périodes de forts besoins. Cette technologie est susceptible de permettre une production importante de gaz « vert » dans la perspective d'une économie bas carbone, mais devra confirmer son intérêt technique et économique et être expérimentée avant un éventuel déploiement industriel de grande ampleur. À ce titre, RTE a rejoint le projet de démonstrateur industriel « Jupiter 1 000 » visant à évaluer les aspects techniques et le modèle économique du *power-to-gas.*

Cette liste n'est pas exhaustive mais correspond aux principales solutions identifiées dans le débat public comme alternatives possibles aux solutions structurelles.

Les solutions flexibles matures sont utilisées dans les analyses technico-économiques pour l'adaptation du réseau à moyen et long terme, en alternative ou en complément des solutions structurantes.

Les solutions déployées peuvent déjà participer à la gestion des contraintes par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement

Aujourd'hui, tous les acteurs de marché peuvent participer à la gestion des congestions par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement (MA). Les exigences spécifiées par RTE et traduites dans les règles de marché validées par la CRE ne portent pas sur la technologie, mais sur la performance du service. Elles concernent les délais de mise en œuvre, les durées minimales et maximales d'utilisation par exemple, mais également la localisation – s'agissant d'un service devant par essence produire un effet en un point donné du territoire.

Pour aller plus loin et favoriser l'émergence effective de solutions flexibles par des acteurs tiers, RTE est engagé dans une démarche de publication des contraintes résiduelles sur le réseau (voir ci-après). Cette publication vise deux objectifs :

- informer les acteurs de marché des localisations intéressantes pour le réseau, c'est-à-dire des lieux où une flexibilité a des opportunités d'être appelée par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour résoudre les congestions ;
- permettre de préparer d'éventuels dispositifs ultérieurs de contractualisation dans les cas où la localisation d'un acteur tiers s'engageant à garantir une disponibilité et des performances techniques respectant les préconisations de RTE pourrait remédier à une contrainte structurelle.

9.3 À l'horizon 2030, les infrastructures de réseau classiques associées aux automates de limitation de production EnR constituent la solution la plus pertinente

Au-delà des arbitrages au cas par cas, le SDDR présente une analyse prospective de l'évolution de l'appel aux flexibilités

Les différentes solutions évoquées comme alternatives au réseau présentent des caractéristiques techniques et économiques très hétérogènes, tout comme les besoins d'évolution du réseau qu'elles peuvent contribuer à résoudre. **L'arbitrage entre les différentes solutions est étudié par RTE au cas par cas, en visant à garantir un optimum pour la collectivité.**

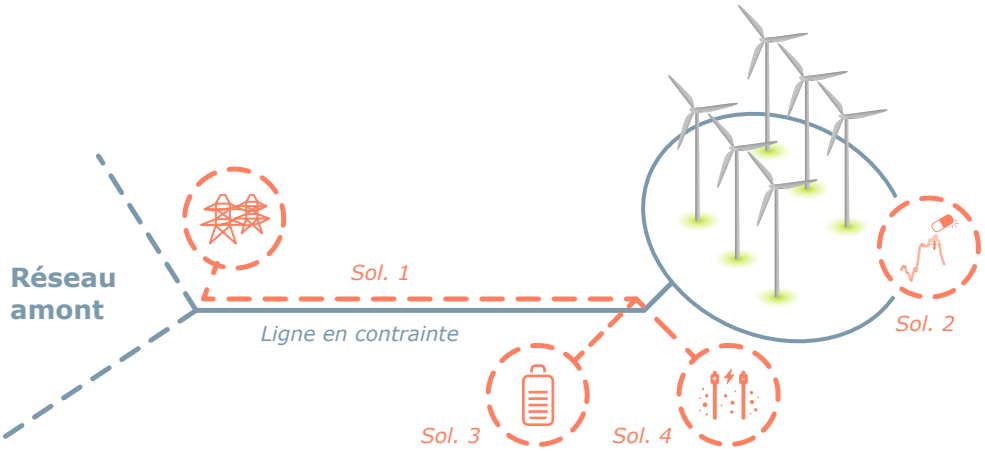
Afin d'illustrer l'apport de ces différentes solutions pour la gestion des congestions et de fournir des éléments de comparaison chiffrés, une analyse prospective a été réalisée sur la base d'un exemple de configuration de réseau (ligne du réseau de répartition évacuant, vers le réseau amont, la production issue d'une éolienne raccordée en antenne).

Les hypothèses retenues pour établir cette étude sont rassemblées dans le tableau 9.1 (caractéristiques techniques associées à chaque solution permettant de gérer la congestion induite sur le réseau actuel par une hausse de la puissance installée). Cette analyse prospective prolonge les travaux réalisés pour l'étude *Réseaux électriques intelligents* de 2017, laquelle avait déjà permis de consulter les parties prenantes sur les références de coûts. Elle permet d'étudier des configurations du système électrique et des régimes de compétitivité entre solutions bien adaptées à la situation du système électrique, entre 2020 et 2030.

Le coût annualisé de résorption des congestions sur le réseau a été évalué pour les quatre solutions décrites ci-après (voir tableau 9.1) dans deux configurations de contraintes sur le réseau :

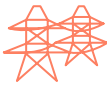
- des contraintes occasionnelles : la durée de dépassement de la puissance transmissible par le réseau existant est de l'ordre de 100 heures par an[3] ;

Figure 9.1 Exemple illustratif de configuration de réseau étudiée pour comparer la pertinence économique des différentes solutions



3. Durée d'effacement cohérente avec les orientations prises dans le cadre du dimensionnement optimal.

Tableau 9.1 Hypothèses retenues pour le renforcement du réseau et les solutions alternatives

Solution considérée	Principe	Hypothèses et méthode de calcul du coût pour la collectivité
Solution 1  **Renforcement du réseau**	Le renforcement du réseau constitue la solution structurelle historiquement retenue.	Dans la pratique, l'augmentation de la puissance transmissible obéit à des seuils correspondant à des paliers techniques (section de câbles). Pour simplifier l'analyse, ces effets de seuils sont ici négligés. Le coût de cette solution est donc supposé correspondre à l'annuité de renforcement marginal du réseau c'est-à-dire le coût moyen d'augmentation de la puissance transmissible d'1 MW supplémentaire. Deux hypothèses encadrantes de coût sont retenues correspondant à la construction d'une ligne aérienne et d'une ligne souterraine.
Solution 2  **Limitation de la production**	La limitation de la production consiste à réduire la production variable de manière temporaire, lorsque la puissance produite dépasse la puissance transmissible par l'ouvrage.	Le coût de cette solution correspond à la production d'énergie par les moyens marginaux pour compenser l'énergie écrêtée. Les coûts d'investissement pour la mise en place des automates d'écrêtement sont de second ordre.
Solution 3  **Stockage par batterie**	La batterie est positionnée au niveau de la source de production. L'énergie qui ne peut être stockée dans la batterie (pendant les périodes de congestion profonde et/ou lorsque les capacités de stockage de la batterie sont saturées) est écrêtée.	Le coût de cette solution correspond à l'annuité d'investissement et de maintenance de la batterie, à laquelle sont soustraits les revenus que celle-ci peut percevoir sur le marché de l'énergie et le mécanisme de capacité. Les revenus sur les marchés court-terme (services système et mécanisme d'ajustement) ne sont pas pris en compte car le gisement de valeur est limité (de l'ordre de 2,5 GW, accessible par toutes les technologies d'effacement ou de production). Deux hypothèses encadrantes sont considérées pour le dimensionnement de la batterie (dimensionnement à 50 %[4] et à 100 % de la puissance maximale de dépassement) et la rémunération possible du stockage sur le marché de l'énergie. Le dimensionnement de la capacité de stockage retenu est de 4 h d'autonomie. Les hypothèses de coûts sont cohérentes avec celles retenues dans le rapport de l'étude ATEE[5].
Solution 4  **Power-to-gas**	L'électrolyseur (permettant la transformation d'eau en hydrogène grâce à une puissance électrique) est positionné au niveau de la production renouvelable variable. Il permet d'augmenter la consommation locale, notamment lorsque la production renouvelable est importante. L'hydrogène obtenu est injecté sur le réseau gazier[6]. L'énergie qui ne peut être convertie en gaz (pendant les périodes de congestion profonde, lorsque la puissance à évacuer dépasse la puissance installée de l'électrolyseur) est écrêtée.	Le coût de cette solution correspond à l'annuité d'investissement et de maintenance de l'électrolyseur à laquelle sont soustraits les revenus que celui-ci peut percevoir *via* la vente de l'hydrogène et/ou du méthane sur les marchés gaziers. Deux hypothèses sont prises en compte concernant le dimensionnement de l'électrolyseur (dimensionnement à 50 % avec écrêtement du surplus et à 100 % de la puissance maximale de dépassement), le coût de l'électricité sur le marché de l'énergie et la valorisation de l'hydrogène sur les marchés gaziers. Les hypothèses de coûts sont cohérentes avec celles retenues dans le rapport de l'étude ATEE[5].

4. La batterie ainsi retenue est dimensionnée en puissance à la moitié de la contrainte la plus profonde de l'année.
5. ATEE (Association Technique Énergie Environnement), juillet 2018, *Étude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas.* Les hypothèses intègrent les coûts d'ingénierie, le raccordement au réseau électrique ainsi que les infrastructures permettant l'injection de l'hydrogène au réseau gazier pour le *power-to-gas.*
6. L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier est possible sous certaines conditions. Lorsque le volume injecté est trop important, il faut transformer l'hydrogène en méthane *via* un réacteur de méthanation avant de pouvoir l'injecter dans le réseau gazier. Cette solution n'est pas retenue dans l'étude.

- des contraintes fréquentes : la durée de dépassement de la puissance transmissible se situe alors autour de 1 000 heures par an.

La régularité des contraintes est généralement corrélée à leur profondeur : des contraintes de dépassement fréquentes nécessitent une compensation en puissance et en énergie plus significative.

Parmi les flexibilités, seules les limitations ponctuelles de production renouvelables semblent, à ce jour, susceptibles de constituer une alternative économique au renforcement du réseau à moyen terme

L'analyse des coûts respectifs des différentes solutions permet de mettre en avant, sans ambiguïté, l'intérêt de la solution « limitations ponctuelles » comme alternative à la construction de nouvelles infrastructures de réseau dans un certain nombre de cas. Cette conclusion est valable pour les « contraintes occasionnelles » (une centaine d'heures par an), et uniquement pour les réseaux de répartition (63-90 kV).

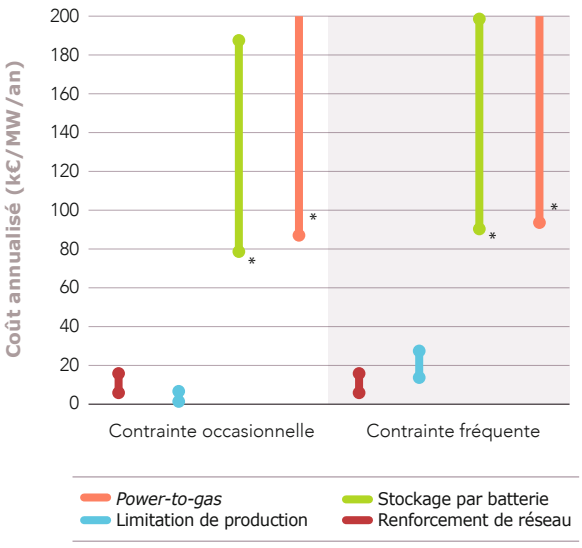
Cette conclusion constitue la base théorique de la stratégie de référence présentée au chapitre 3 pour l'adaptation du réseau : privilégier le déploiement d'automates pour minimiser les renforcements dans un premier temps, afin d'approfondir l'optimisation de l'infrastructure actuelle. Elle trouve une concrétisation dans les études actuellement en cours dans chaque région dans le cadre de la révision des S3REnR. Une généralisation des automates de limitation de production en complément des créations et des renforcements de réseau y est systématiquement proposée.

Sur les seules bases économiques, les autres solutions ne semblent pas constituer aujourd'hui, en règle générale, une alternative compétitive. C'est ainsi le cas du stockage par batteries, y compris en intégrant les bénéfices issus de leur valorisation sur les marchés de l'énergie et de capacité. Ce résultat, conforme aux publications récentes, vaut pour un déploiement de batteries neuves, dans les conditions actuelles de coûts, et hors rémunération sur certains marchés indispensables mais restreints (services système et/ou réserves rapides et complémentaires). Il ne peut être extrapolé à des installations de stockage qui participeraient aux services système, marché étroit mais pouvant conduire, pour des volumes limités, à de fortes rentabilités. Pour ce type de modèle d'affaire, des analyses techniques complémentaires sont nécessaires pour évaluer la compatibilité entre des engagements contractuels de participation à ces mécanismes et la participation à la gestion des congestions, et les conséquences en termes opérationnels.

Enfin, le *power-to-gas* représente à ce jour une technologie encore expérimentale qui nécessite des développements et des démonstrateurs à grande échelle avant de devenir une solution industrielle. Au vu des hypothèses actuelles permettant de conduire l'analyse (coûts, besoin, prix de l'électricité et du gaz), le *power-to-gas* ne présente pas de pertinence économique et technique aujourd'hui, y compris si cette solution est bien localisée pour gérer une contrainte du réseau de transport d'électricité.

Des analyses approfondies sur les services que peut rendre l'hydrogène au système électrique sont actuellement menées par RTE, dans le cadre du plan hydrogène et en réponse à une demande du ministre. Ces analyses préciseront les premiers éléments détaillés ici et seront publiées par RTE à l'automne 2019.

Figure 9.2 Comparaison économique de différentes solutions pour gérer les contraintes sur le réseau de transport avec les hypothèses de coûts 2018



* Dans l'hypothèse basse, les solutions de stockage par batterie et de *power-to-gas sont dimensionnées à 50% de la puissance maximale de dépassement : la mise en œuvre d'écrêtement de production complémentaire est donc nécessaire.*

9.4 RTE prépare l'intégration des nouvelles solutions tierces au système électrique

Un gisement de contraintes résiduelles en croissance avec un volume estimé à 150 M€/an à l'horizon 2030 accessible aux flexibilités bien localisées sur l'infrastructure

La mise en place de la solution de référence pour l'adaptation de réseau, présentée au chapitre 3, implique une croissance des congestions. Il s'agit en effet de remédier aux congestions structurelles par des renforcements du réseau, mais de ne pas enclencher de développement pour des congestions ponctuelles. Celles-ci seront donc traitées par *redispatching :* les surcroîts de production sont écrêtés par automate, et compensés par des ajustements à la hausse grâce à d'autres moyens de production sur le territoire.

L'activation de flexibilités judicieusement localisées peut permettre d'éviter l'écrêtement : par exemple, des installations de stockage peuvent absorber le surcroît de production, et le restituer plus tard, typiquement à un moment où la production renouvelable variable est moins importante. Si, dans le cas général, l'analyse coût-bénéfice n'est pas favorable à l'installation de dispositifs de stockage dédiés (voir étude présentée au paragraphe 9.3), des configurations locales spécifiques peuvent se prêter à ce type de valorisation. Les mécanismes de marché permettent de valoriser toutes les offres permettant de réduire les congestions.

Les modalités contractuelles permettant d'accéder à ce gisement doivent faire l'objet d'une concertation. Aujourd'hui, l'activation d'offres de flexibilités pour résoudre des congestions est déjà possible au travers du mécanisme d'ajustement, mais il s'agit d'un dispositif de « court terme », qui dans certaines configurations, n'est pas forcément adapté pour traiter des congestions récurrentes. Les discussions à approfondir avec les acteurs porteront notamment sur la pertinence de contractualiser des engagements à plus long terme, afin de donner davantage de visibilité aux investisseurs.

Le gisement économique associé à la résorption de ces congestions résiduelles liées aux limitations de la production variable est estimé à environ 150 M€/an à l'horizon 2030, dans le scénario PPE. Ce potentiel est réparti sur l'ensemble du territoire et sur tous les niveaux de tension du réseau de transport. Il évoluera temporellement et géographiquement en fonction des dynamiques de raccordement et de l'évolution de l'infrastructure de réseau. Il constituera, pour des acteurs bien localisés, une opportunité de valorisation, venant compléter les offres de services rentabilisant majoritairement leur actif[7]. Le caractère local des congestions est compatible avec une participation des installations de petite taille, sous forme agrégée ou non.

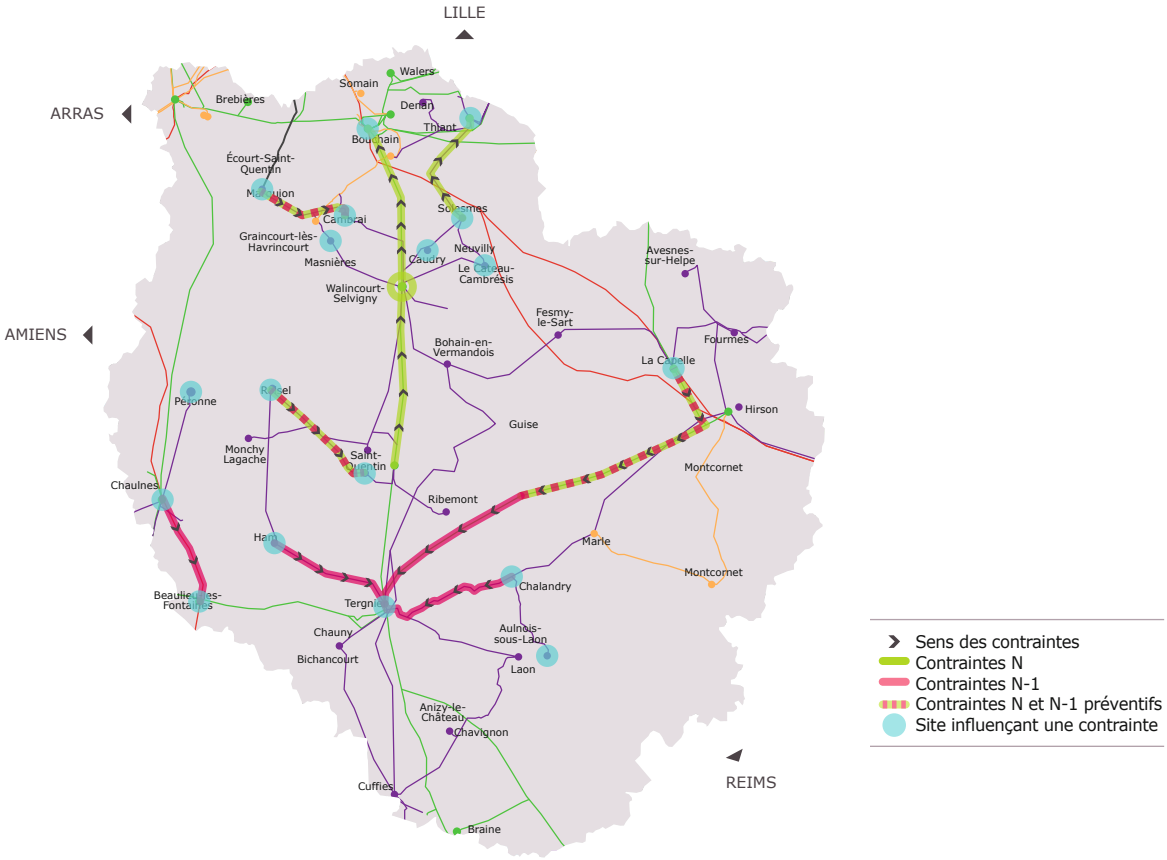
La publication des contraintes résiduelles sur le réseau de transport permettra de fournir des indicateurs de localisation pour permettre aux acteurs de bien choisir où raccorder leur flexibilité

La participation des flexibilités aux dispositifs de marché permettant de traiter des contraintes présuppose que celles-ci soient bien identifiées par les acteurs tiers.

À cet effet, RTE est actuellement engagé dans un exercice de publication de contraintes, en concertation avec les parties prenantes. Les réunions de concertation ont débuté en 2018 et se poursuivent tout au long de 2019. Elles doivent permettre de lister les informations nécessaires à la localisation des flexibilités : volume local d'énergie en

7. *https://www.rte-france.com/fr/actualite/rapport-rei-quelle-valeur-pour-les-smart-grids*

Figure 9.3 Exemple de représentation graphique de contraintes résiduelles (zone Aisne-Hainaut, région Hauts-de-France)



contrainte, puissance de dépassement par ouvrage électrique, principaux sites (postes électriques) influençant la contrainte, etc.

RTE propose de mettre à disposition ces données régionales de manière progressive, au rythme de la révision des S3REnR. Ces indications seraient données à un horizon de trois à cinq ans, correspondant à la capacité renouvelable déjà installée ainsi qu'aux projets en développement, et régulièrement actualisées.

Une maquette de « carte des contraintes » a été élaborée et présentée aux participants à la réunion de concertation tenue en mai 2019, pour valider les fonctionnalités et données nécessaires. Cette maquette est présentée à la figure 9.3 pour la zone « Aisne-Hainaut » du schéma S3REnR de la région Hauts-de-France[8]. Elle met en lumière plusieurs contraintes résiduelles potentielles sur différents ouvrages (lignes et postes sur le réseau de répartition), dans des périodes de fort vent et de consommation modérée.

À partir du retour d'expérience issu de la publication de ces contraintes résiduelles sur chaque région, et en tenant compte de travaux complémentaires (voir partie 9.5) sur les possibilités techniques de mise en œuvre de solutions de flexibilité « multi-usages » dans la gestion de congestions plus fréquentes, de nouvelles informations pourraient venir enrichir cette publication.

8. Les noms des postes sont ici donnés selon la nomenclature utilisée par RTE (par exemple, CAMBR est un poste situé dans la commune de Cambrais). Dans la version finale de l'outil, toutes les indications géographiques seront données selon la nomenclature administrative.

Une démarche d'adaptation des mécanismes de marché aux flexibilités multi-services

Les flexibilités constituent un outil multi-services dont les supports technologiques et les usages sont en développement. Pour accompagner cet essor, RTE travaille à une adaptation du cadre contractuel pour permettre l'insertion de ces flexibilités et en particulier du stockage. Le cadre contractuel concerne la participation aux différents mécanismes de marché, afin d'apporter aux investisseurs des axes de valorisation multiples, mais également le raccordement et l'accès au réseau. Ces évolutions sont concertées avec les acteurs de marché pour trouver des solutions adaptées à leurs besoins.

L'élaboration du cadre contractuel garantissant la participation aux mécanismes existants est un prérequis nécessaire pour ensuite travailler à la répartition de la valeur entre un mécanisme valorisant l'énergie et un mécanisme valorisant le service de résolution de congestions réseau, et le cas échéant, à la création de nouveaux mécanismes dédiés.

Aujourd'hui, les mécanismes de marché sont ouverts à l'effacement et au stockage, mais il est possible, en identifiant les simplifications et clarifications concrètes à apporter à ces mécanismes, de créer un « parcours simplifié » pour permettre une participation accrue du stockage. RTE s'attache aujourd'hui à faire évoluer différents mécanismes pour y faciliter la participation du stockage :

- **Le stockage est intégré dans les règles des services système fréquence depuis plusieurs années sous forme expérimentale** et sa participation est possible, notamment à la réserve primaire (RP) pour laquelle de premières expérimentations sont en cours.

  Les règles de la réserve secondaire (RS) prévoient également un cadre expérimental qui n'a pas encore fait l'objet de demande de réalisation. Les exigences requises par les codes européens ont été intégrées dans ce mécanisme, afin de donner de la visibilité aux acteurs et lancer la réalisation des projets.

- **Concernant le mécanisme de capacité, RTE a concerté et clarifié en 2018 la prise en compte du stockage.** Ainsi, dans les règles actuelles, les définitions de capacité de production et de consommateur/site de soutirage sont adaptées aux installations de stockage,

Tableau 9.2 Mécanismes de marché en cours d'adaptation aux spécificités du stockage (encadrés en rouge)

	Ajustement	Marchés	Services système f/p
CAPACITÉS	Mécanisme de capacité Appel d'offres Réserves rapide et complémentaire		Réserve primaire FCR Réserve secondaire aFRR
ÉNERGIE	Mécanisme d'ajustement Gestion des congestions	Échanges de bloc d'énergie NEBEF	Réserve primaire FCR Réserve secondaire aFFR

avec des conditions de participation souples pour cette filière émergente (prise en compte des différents modes de valorisation, tunnel de certification adapté, etc.). La concertation en cours sur le mécanisme de capacité intègre une réflexion sur les modalités d'articulation de prise en compte des contraintes de stock avec la fourniture de services d'équilibrage.

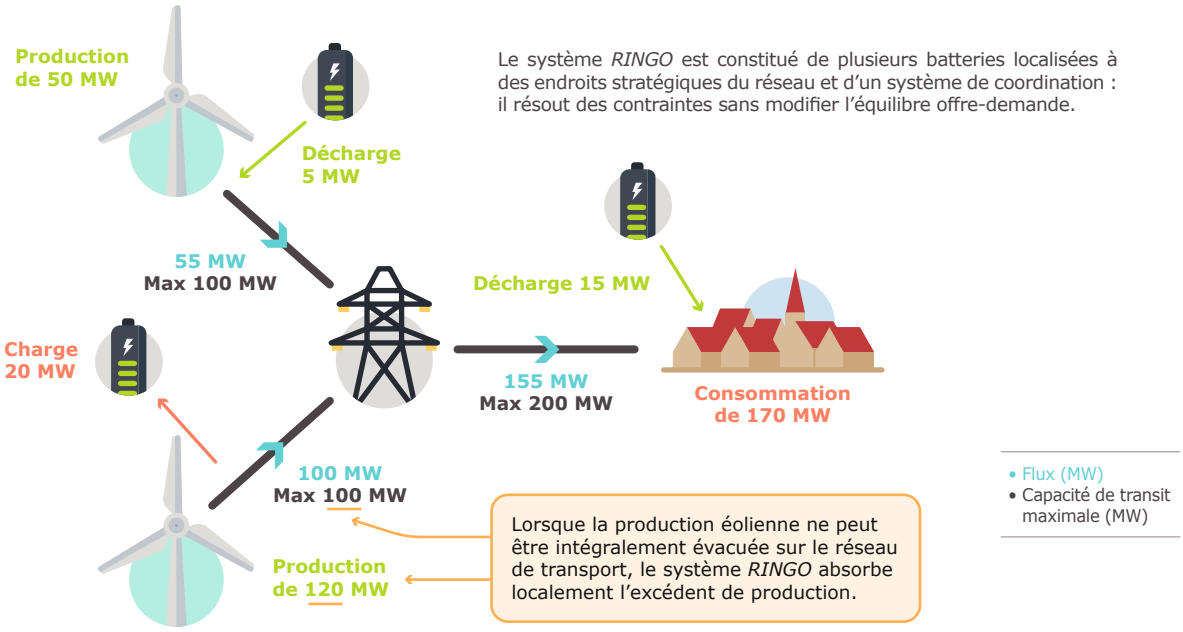
- **RTE concerte actuellement avec les acteurs sur les évolutions des règles du mécanisme d'ajustement permettant de mieux prendre en compte les spécificités des actifs de stockage.** Un cadre particulier est défini pour les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui est en cours d'adaptation aux caractéristiques des autres technologies de stockage. La modification des règles Mécanisme d'ajustement - Responsable d'équilibre (ou MA-RE) permettra également de favoriser la participation du stockage à d'autres mécanismes capacitaires qui s'appuient sur le MA pour la valorisation de l'énergie, tels que les réserves rapide et complémentaire.

Au-delà de la rentabilité d'investissements ponctuels, la diversification des produits rejoint les besoins des marchés : les règles s'adaptent pour prendre en compte les évolutions législatives et normatives, et les besoins de flexibilité. Cette démarche d'intégration des nouvelles solutions renforce la fluidité des marchés et contribue à la sécurité du système.

Un démonstrateur sur l'intégration d'un réseau de batteries au cœur du système pour préparer l'accueil des flexibilités multi-usages

De nouvelles opportunités émergent sur le réseau pour intégrer des solutions portées par des acteurs tiers, qui pourront valoriser leurs flexibilités sur différents mécanismes de marché : les marchés de l'électricité, les services système (y compris l'équilibrage) et les services de soutien au réseau. Un projet préfigure cette évolution : *RINGO.*

Figure 9.4 Schéma de principe du fonctionnement du système *RINGO*



Dans le cadre de cette expérimentation, RTE déploie des batteries sur trois sites, Vingeanne (Côte-d'Or), Bellac (Haute-Vienne) et Ventavon (Hautes-Alpes). D'une puissance de 10 à 12 MW pour des capacités de 20 à 24 MWh, chaque batterie sera utilisée pour absorber le surplus de production d'origine renouvelable lorsque l'énergie à évacuer excédera les capacités d'évacuation de leur zone d'implantation. Pour assurer la coordination de ces batteries et d'éventuels leviers supplémentaires, un système de commande est en cours de conception. Il pourra actionner chaque batterie, en injection ou soutirage, en fonction des capacités locales du réseau, de l'état et des actions des autres batteries, ou faire d'autres choix comme des limitations de production. Afin de ne pas interagir sur les conditions de l'équilibre offre-demande et donc du marché de l'électricité, les 3 batteries seront commandées de façon à ce que la somme de leurs injections et soutirages soit nulle.

Les premières batteries et le système de commande seront progressivement installés en 2020 pour être opérationnels à partir de 2021.

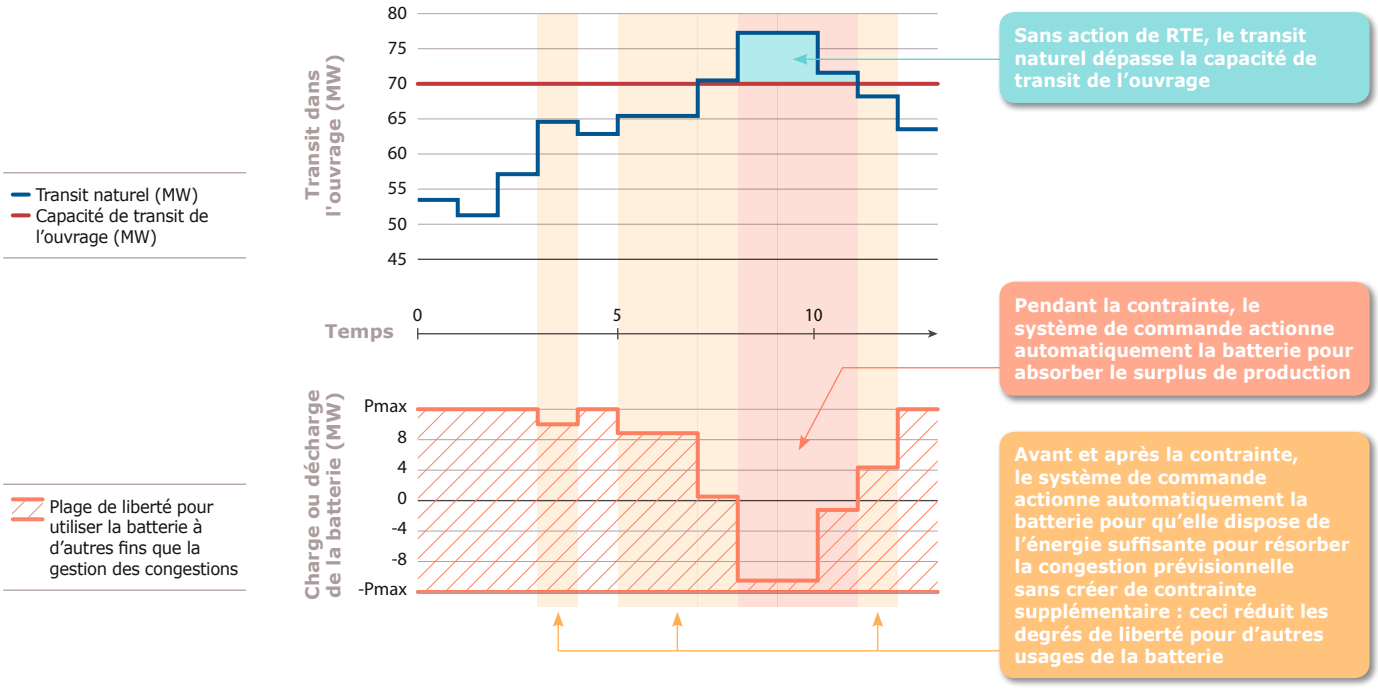
Le système de commande, développé pour ce projet, doit permettre une utilisation des batteries pour plusieurs usages coordonnés :

- la gestion locale de congestions,
- la coordination des trois batteries pour que le système ait une influence nulle sur l'équilibre offre-demande.

À la fin de l'expérimentation, les batteries seront cédées à un ou plusieurs acteurs tiers qui pourront les exploiter librement. Ils pourront en particulier les valoriser sur tous les marchés de l'électricité (services système, marché Spot, etc.) et participer à la résorption de congestions sur le réseau.

Pour permettre la coordination des batteries pendant l'expérimentation *RINGO*, des analyses de réseau automatiques seront réalisées à différents horizons de temps, J-1, et potentiellement J-2, et temps réel. Le système anticipera les besoins en énergie et puissance pour gérer les congestions, en minimisant les limitations. Il définira de plus des «tunnels de capacité», c'est-à-dire les bornes en puissance et énergie dans lesquelles chaque batterie peut évoluer sans créer de contrainte, tout en étant disponible pour la gestion des congestions

Figure 9.5 Illustration de tunnels de capacité pour une batterie



le cas échéant. En temps réel, il décidera d'actionner les leviers disponibles dans l'ordre d'efficacité technique et économique, en tenant compte des restrictions opérationnelles (disponibilité, état de stock actuel ou futur, etc.).

L'opération de batteries, dans ce contexte, met en lumière les restrictions éventuelles qu'un acteur tiers devra intégrer, pour valoriser son actif sur les services de gestion des congestions réseau en complément des autres marchés (ajustement, marché de l'énergie, fourniture de services système). En effet, pour répondre aux attentes du réseau de transport dans la gestion des congestions, le pilotage des batteries devra intégrer des contraintes techniques, anticipées ou non, en matière d'énergie ou de puissance.

L'expérimentation *RINGO* doit permettre d'évaluer la capacité à utiliser un actif de stockage en multi-usages et à cumuler la valeur liée à la résorption des congestions réseau et la valeur liée aux autres marchés. Elle favorisera également, au travers d'une supervision en temps réel des charges et décharges des batteries, l'apprentissage de la conduite du réseau en utilisant des solutions flexibles tierces.

9.5 Après 2030, le développement du stockage pourrait être une opportunité pour réduire les coûts du réseau

L'analyse prospective du réseau l'horizon 2035 conduit à envisager selon des termes différents l'économie du système.

À cet horizon, les technologies de stockage devraient disposer d'un espace économique supplémentaire du fait de la poursuite attendue du développement de l'éolien et du photovoltaïque. Le coût de certaines de ces solutions, comme les batteries, est attendu en diminution sensible tant au niveau des coûts d'investissement que de maintenance. Par ailleurs, la volonté politique et/ou les signaux de marché en accord avec les objectifs de réduction des émissions des gaz à effet de serre (notamment en cas d'augmentation importante du prix du CO_2) devraient conduire à un développement de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Le *power-to-gas* pourrait ainsi émerger dans les prochaines années en premier lieu pour produire du gaz sans effet de serre, et non pour les besoins de flexibilité du système électrique.

Les analyses menées dans le cadre de l'étude *Réseaux électriques intelligents*[9], montrent que la majeure partie de la valeur apportée par les solutions de stockage porte toujours, à long terme, sur l'équilibre offre-demande et la participation aux différents mécanismes de marché (énergie, capacité, réserves et services système). La participation de ces technologies à la gestion des congestions sur le réseau ne permet pas, à elle seule, de leur assurer une rentabilité mais pourrait constituer une rémunération complémentaire. **Dès lors que ces solutions seront présentes dans le système, il convient en effet d'étudier les services complémentaires qu'elles pourraient offrir au réseau.**

Les études permettent de mettre en avant deux conclusions à ce stade.

D'une part, l'apport de ces solutions pour la résorption de congestions réseau concernera essentiellement des zones bien localisées, marquées par des contraintes d'évacuation de la production renouvelable.

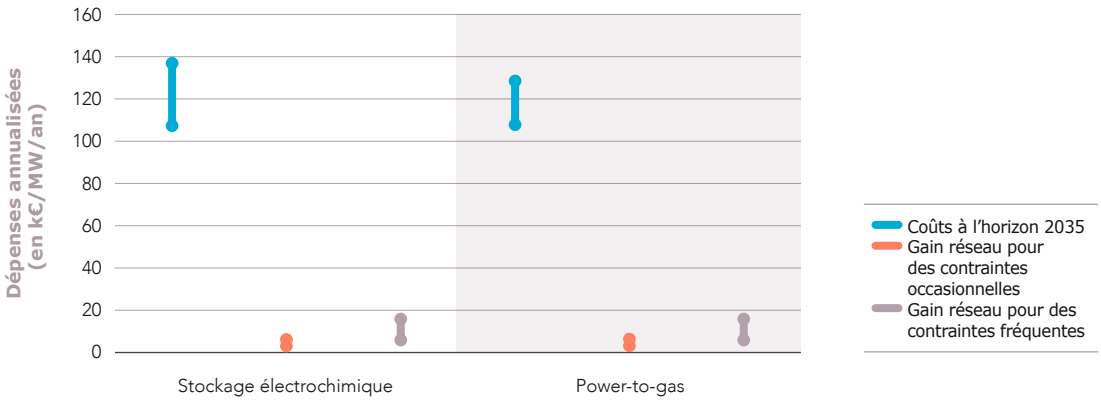
La valorisation du stockage ou du *power-to-gas* pour ce type de service dépendra donc de leur capacité à se déployer dans ces zones précises. Or, les choix de localisation de ces solutions peuvent dépendre de nombreux autres critères : enjeux industriels et environnementaux, disponibilité des compétences et/ou du foncier, existence d'infrastructures de transport et de distribution, localisation des débouchés, etc. À titre d'exemple, les projets de déploiement d'usine d'électrolyse existant à ce jour se concentrent généralement sur des zones portuaires ou industrielles qui ne sont pas concernées par des contraintes d'évacuation de production.

D'autre part, la valeur qui pourrait résulter d'une « localisation optimisée » des flexibilités tierces vu du réseau de transport, semble demeurer de second ordre par rapport au coût des installations de stockage ou de couplage sectoriel, dans le cas général.

La valeur économique apportée par les opérateurs de flexibilité correspond aux coûts évitables pour RTE c'est-à-dire au coût de la solution la moins coûteuse que RTE peut mettre en place sans recours à un acteur tiers. Plus précisément, cette valeur est égale au minimum entre le coût de la limitation de la production et l'adaptation structurelle, et dépend des configurations de réseaux considérées. Pour un réseau en antenne (configuration décrite dans la figure 9.1), la valeur maximale des opérateurs de flexibilité est estimée à 7 k€/MW/an pour les contraintes occasionnelles et à 16 k€/MW/an pour les contraintes fréquentes, soit 10 % environ des coûts d'investissement pour

9. RTE, Juin 2017, *Réseaux électriques intelligents* – Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble

Figure 9.6 Comparaison du coût des solutions de stockage aux bénéfices qu'ils peuvent apporter pour le réseau



les technologies de stockage par batterie ou de *power-to-gas*[10]. Par ailleurs, en cas de contraintes fréquentes, la participation de ces solutions tierces à la résorption des congestions pourrait réduire de manière importante leur rémunération sur les marchés de l'énergie. Les conditions techniques de participation de ces solutions devront en particulier être précisées, pour assurer leur disponibilité effective pendant les heures de congestions sur le réseau. Du fait des contraintes de stock, la participation d'une batterie à la résorption d'une contrainte nécessite de restreindre son fonctionnement avant l'apparition de la contrainte.

L'opportunité de voir émerger ces solutions de stockage comme alternative au réseau doit donc être confirmée par de nouvelles études et des expérimentations complémentaires, notamment dans le cadre du projet *RINGO* afin de valider la maturité technique et économique de ces technologies, en regard des différentes solutions d'infrastructure de réseau (poste collecteur, lignes aériennes ou souterraines, etc.). Le résultat majeur attendu de l'expérimentation est d'évaluer la capacité effective d'utiliser un actif de stockage en multi-usages et de sommer les valorisations de résorption des congestions aux gains réalisés sur les différents marchés des batteries. Un des enseignements résidera dans l'estimation de la perte d'opportunité des gains sur l'équilibre-offre demande due aux restrictions de disponibilité de stock, ou de puissance, pour répondre aux attentes du réseau de transport dans la gestion des congestions.

En particulier, les solutions de stockage pourraient à terme réduire les besoins d'adaptations structurantes si elles sont correctement positionnées et dimensionnées. L'enjeu est donc de disposer de signaux de localisation adéquats pour ce type de solutions. Les modalités d'information sur les localisations judicieuses et les modalités d'incitation économique, en cours de co-construction avec les parties prenantes, permettront d'intégrer pleinement le stockage dans le système électrique comme acteur agissant sur de multiples mécanismes. Le caractère local des congestions offre des opportunités à la fois pour des installations de grande capacité et/ou pour des agrégateurs concentrés et localisés de façon pertinente pour le réseau.

10. Les hypothèses sont issues des rapports de l'ATEE, *Étude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas,* juillet 2018 et de l'AIE, *The future of hydrogen,* juin 2019. Elles intègrent les coûts d'ingénierie, le raccordement au réseau électrique ainsi que les infrastructures permettant l'injection de l'hydrogène au réseau gazier pour le *power-to-gas.*



10

LA LOCALISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

10. LA LOCALISATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE COORDINATION ACCRUE EST POSSIBLE POUR TIRER PARTI DES MEILLEURS GISEMENTS EN LIMITANT LES ADAPTATIONS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

Afin de faciliter l'accueil des énergies renouvelables sur les réseaux publics d'électricité, les schémas régionaux de raccordement au réseau des EnR (S3REnR) programment à l'avance les adaptations de ces réseaux nécessaires à l'accueil de l'ambition de production EnR de chaque région (définie au travers des SRCAE en 2012 et fixée par le préfet pour les prochains schémas) et mutualisent les coûts de création des nouveaux ouvrages entre tous les producteurs se raccordant dans le cadre du schéma. Les S3REnR permettent ainsi de créer de nouvelles capacités d'accueil sur le réseau électrique pour les productions EnR, d'optimiser les besoins d'adaptation pour la collectivité puisqu'ils se basent sur une vision globale des gisements à accueillir, et enfin de réduire les délais de raccordement des EnR en anticipant les phases d'études et de concertation des adaptations, dès l'approbation du schéma.

Depuis 2019, l'atteinte des critères de révision de certains schémas et la définition de nouvelles ambitions régionales d'EnR à l'horizon 2030 entraîne la révision des S3REnR existants afin de définir les adaptations (création et renforcement) de réseau et les besoins de raccordement de postes source nécessaires en fonction d'une vision partagée et concertée de nouveaux gisements de production. La localisation des énergies renouvelables sur les territoires sous-tend des questions économiques afin de tirer parti des meilleurs gisements (de vent, de soleil…) en limitant les adaptations nécessaires sur les réseaux, mais également des questions d'adhésion avec l'émergence d'oppositions sur des régions où l'arrivée des énergies renouvelables est déjà fortement perceptible.

La répartition géographique future des nouvelles installations éoliennes et solaires demeure néanmoins un facteur d'incertitude de premier plan.

Pour en rendre compte, le SDDR explore plusieurs avenirs possibles :

- le scénario de référence du SDDR a été calé à l'issue de la concertation menée en 2018 auprès des acteurs du système électrique : il intègre les différents facteurs influençant la localisation des énergies renouvelables (gisements techniques, appréciation du foncier disponible, acceptabilité par les populations, positions des collectivités) ;
- sa principale variante est construite autour des ambitions exprimées par les conseils régionaux en matière d'évolution du mix électrique, telles que connues à ce stade au travers des projets de schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) prévus par la loi NOTRe ;
- d'autres variantes (vision haute basée sur le potentiel maximal atteignable à court terme, analyse de localisations différentes pour réduire le besoin de nouveaux ouvrages à l'échelle nationale ou locale, etc.) sont étudiées pour disposer de scénarios variés.

Plusieurs conclusions en émergent :

1) La stratégie d'adaptation du réseau prévue dans le SDDR est dans l'ensemble résiliente à une inflexion dans le développement du mix électrique qui irait dans le sens des ambitions régionales exprimées à ce jour, dans le contexte de l'élaboration des SRADDET. En effet, malgré certains cas emblématiques liés principalement à l'éolien terrestre (par exemple dans la région Hauts-de-France), ces ambitions n'apparaissent finalement pas en décalage avec les scénarios nationaux. De manière générale, les régions ont tendance à avoir des ambitions fortes sur le solaire et plus réduites sur l'éolien terrestre. Néanmoins, leur vision conduit à un réseau dont la consistance est semblable à celui du scénario de référence, et à des coûts qui demeurent dans le même ordre de grandeur.

2) La localisation des énergies renouvelables par rapport au réseau existant dans l'objectif premier de réduire ses besoins d'adaptation n'est pas une solution pertinente sur le plan économique. Développer les futures éoliennes et centrales photovoltaïques en « épousant » le dimensionnement de l'infrastructure actuelle conduirait certes à des économies dans les besoins d'adaptation, lesquelles ne s'observeraient pas immédiatement, mais plutôt sur la période 2031-2035. Néanmoins, ces économies sont faibles au regard des surcoûts occasionnés en se privant des meilleurs gisements disponibles – alors même que ceux-ci sont souvent accessibles *via* une adaptation du réseau existant.

3) Enfin, il existe systématiquement au niveau local des moyens de limiter l'adaptation du réseau tout en ciblant les meilleurs gisements disponibles. Ces gisements de gains sont accessibles mais nécessitent la mise en place de modes de coordination plus poussés « production-transport ». Dans cet esprit, RTE propose d'améliorer encore les leviers de coordination qui existent déjà dans les S3REnR et de présenter, lors de la l'élaboration des schémas dans chaque région, un éclairage sur l'impact sur le réseau des différentes hypothèses de volume à raccorder et de localisation proposées par les parties prenantes, ainsi qu'un scénario d'adaptation du réseau à moindre coût permettant d'accueillir le gisement retenu. Les gestionnaires de réseau et les producteurs ont également engagé des travaux communs visant à améliorer la fiabilité des hypothèses de localisation des gisements prospectifs, permettant ainsi une meilleure définition des stratégies d'adaptation et de création de postes source, ainsi que des arbitrages entre coûts du réseau et développement des EnR encore plus pertinents.

10.1 La localisation des énergies renouvelables a une forte influence sur les besoins d'adaptation du réseau électrique

La localisation des futures installations de production d'électricité à base d'énergies renouvelables constitue un déterminant de premier rang dans l'évolution des besoins d'adaptation du réseau.

La démarche d'étude du SDDR repose sur une approche multi-scénarios. À ce titre, elle implique l'examen de différentes variantes sur les principaux facteurs conditionnant l'évolution du réseau, dont la localisation des futures installations de production. L'approche adoptée consiste à analyser la répartition actuelle des moyens de production éolienne terrestre et solaire et ses évolutions possibles (considérant les hypothèses sur l'éolien offshore et l'hydraulique constantes), au travers de différentes variantes, afin d'analyser la sensibilité des résultats présentés aux chapitres précédents à des géographies différentes des futures implantations. Les analyses menées dans ce chapitre intègrent les adaptations du réseau existant hors création de postes source.

La situation initiale : un développement des EnR différencié sur le plan géographique

Le développement de l'éolien et du solaire a pris des dimensions parfois très différentes selon les territoires concernés.

S'agissant de l'énergie éolienne terrestre, le développement actuel est hétérogène sur le plan géographique. Ainsi, si l'on retrouve bien une capacité installée plus importante dans certaines zones disposant des meilleurs potentiels de vent (Picardie, Champagne), d'autres zones à fort potentiel (comme le Languedoc) sont aujourd'hui moins équipées. L'acceptabilité locale joue un rôle important et croissant dans la géographie de l'implantation de cette filière. Globalement, le développement de l'éolien est plus fort au nord d'une ligne La Rochelle – Strasbourg (à l'exception de

Figure 10.1 Puissance éolienne installée au 1er mars 2019

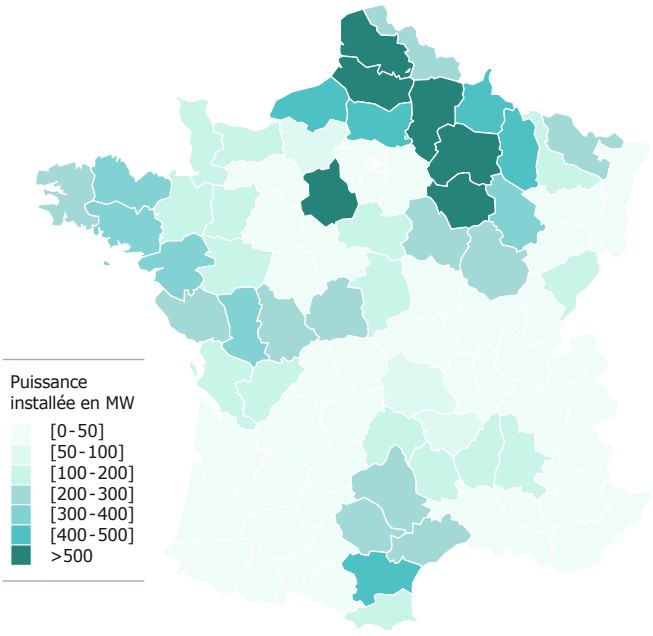
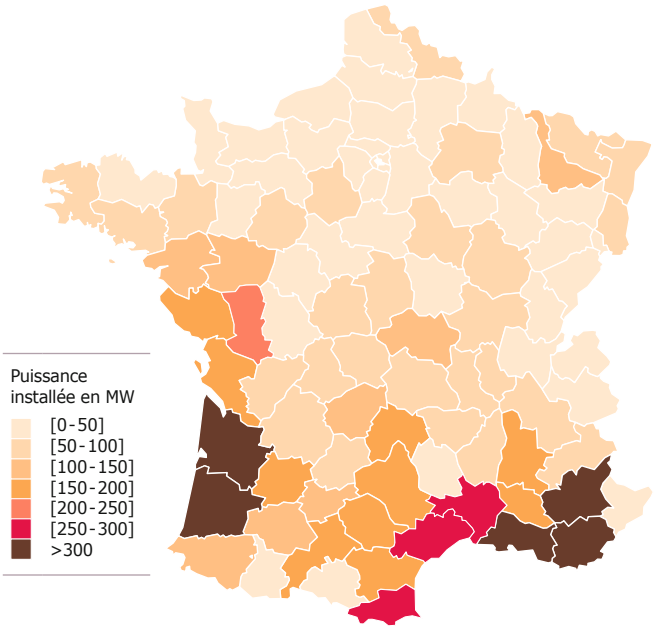


Figure 10.2 Puissance solaire installée au 1er mars 2019



certains départements localisés dans l'Est de la région Occitanie) : il participe de transits majoritairement orientés nord-sud sur le réseau.

S'agissant de l'énergie solaire, la carte des implantations aboutit à une représentation sans surprise, avec une plus grande concentration dans le sud, directement en lien avec le potentiel d'ensoleillement.

La dynamique : des appels d'offres qui conduisent à renforcer les concentrations existantes…

Les récents appels d'offres menés dans le cadre de la politique de soutien à la production éolienne et photovoltaïque ont eu tendance à renforcer les concentrations existantes. En particulier, la région Hauts-de-France concentre plus de 40 % de la puissance retenue sur les trois derniers appels d'offres pour les installations éoliennes. Les trois régions les plus au sud (Provence-Alpes-Côte d'Azur, Occitanie et Nouvelle-Aquitaine) représentent quant à elles près de 45 % de la puissance photovoltaïque retenue pour les 3 dernières tranches de l'appel d'offres 4 sur les centrales au sol (tranches 4, 5 et 6).

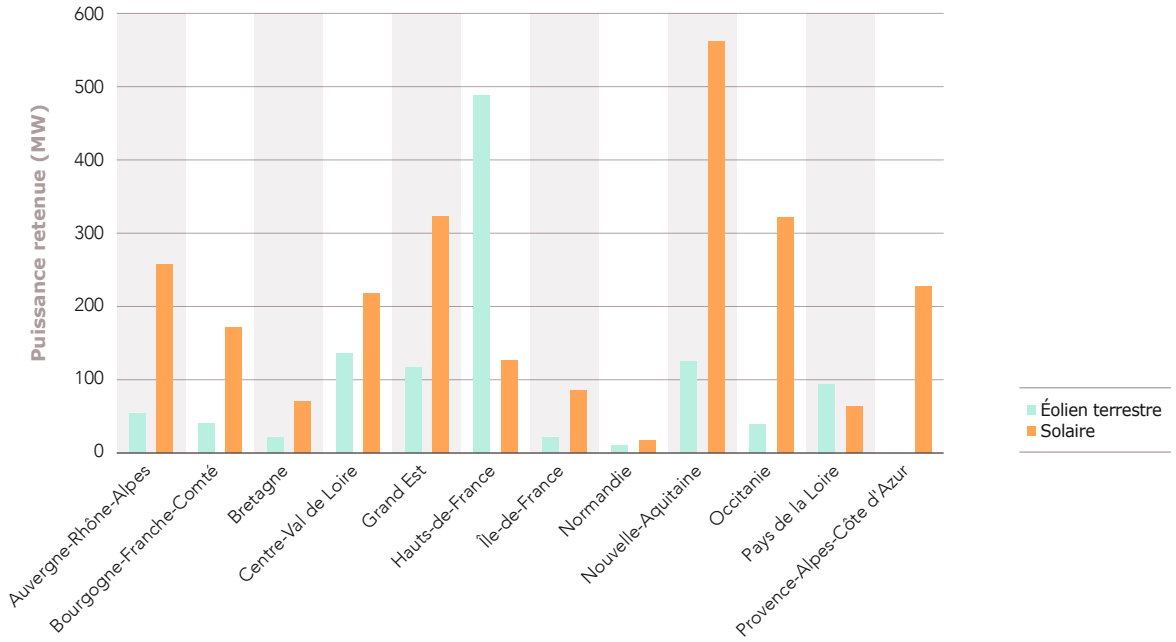
Cette concentration s'illustre également en considérant les volumes de projets en développement : au 31 mars 2019, 65 % de la puissance photovoltaïque en développement se situait sur les trois régions du sud, et près de 30 % des projets éoliens en développement sur les Hauts de France.

… mais des phénomènes de saturation qui se profilent et une demande de rééquilibrage de la part de certains territoires

La tendance à la concentration des implantations pourrait, au cours des prochaines années, être atténuée par une volonté politique de rééquilibrage des zones de développement, ou par des politiques régionales spécifiques.

À titre d'exemple, plusieurs collectivités ont annoncé leur volonté de ralentir le développement de l'éolien terrestre. Certaines d'entre elles ont même annoncé des « moratoires » (Hauts-de-France, Charente-Maritime). Le projet de SRADDET pour la région Hauts-de-France traduit cette volonté : il fixe pour 2030 un objectif de développement inférieur

Figure 10.3 Répartition par régions administratives des lauréats aux trois derniers appels d'offres portant sur l'installation d'éolien terrestre et de photovoltaïque (grandes installations au sol ou sur ombrières)



à la capacité déjà installée à ce jour. De manière générale, les projets de SRADDET, additionnés, conduisent à une cible pour l'éolien terrestre légèrement en retrait par rapport au projet de PPE (37,5 GW contre 39 GW dans le scénario médian[1]).

En revanche, de nombreuses collectivités prévoient d'adopter des ambitions très élevées pour l'énergie solaire. C'est par exemple le cas de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, dont le projet de SRADDET prévoit de porter la capacité installée dans la région à 11,7 GW à l'horizon 2030 (soit près du quart de la cible médiane prévue par le projet de PPE). À l'inverse de l'éolien, les projets de SRADDET conduisent à une capacité installée en France supérieure à la cible indiquée par le projet de PPE médian, mais conforme à la cible PPE haute (54 GW contre 48 GW dans le scénario médian[1]), avec cependant des visions très contrastées sur la répartition entre solaire sur grandes toitures, au sol et chez les particuliers entre les SRADDET et la PPE.

Enfin, les régions disposant d'une surface maritime soutiennent en général un développement accéléré de l'éolien en mer.

Un nombre croissant de collectivité se dotent de « feuilles de route » énergétiques

Jusqu'à une période récente, les collectivités territoriales n'étaient pas impliquées au premier chef dans la définition et la mise en œuvre de la politique énergétique. Bien que disposant de nombreuses compétences dans des domaines clé de la transition énergétique – et notamment le secteur des transports –, ces collectivités disposaient dès lors de peu de leviers d'action sur le mix et les réseaux. Les évolutions législatives récentes ont en partie changé la donne, en confiant notamment aux régions le rôle de chef de file en matière de protection de la biodiversité, du climat, de la qualité de l'air et du développement du territoire (loi MAPTAM du 27 janvier 2014), ainsi que des compétences de planification de la transition énergétique (loi TECV du 17 août 2015). À divers échelons (régions administratives avec les SRADDET, intercommunalités ou communes avec les PCAET, etc.), les collectivités peuvent adopter des orientations relevant de la politique énergétique, qui doivent être prises en compte dans la planification du réseau de transport, même si leur articulation entre ces orientations et les objectifs nationaux fixés par la PPE n'est pas évidente. Au-delà des SRADDET, certaines régions ont engagé des démarches approfondies pour élaborer une feuille de route énergétique sur le long terme. Ces démarches revendiquent notamment l'objectif d'atteindre le statut de « région à énergie positive » (REPOS), ou éventuellement de « territoires à énergie positive » (TEPOS) au niveau intercommunal[2]. Le concept de zone à énergie positive signifie que les moyens de production qui y sont disponibles puissent générer un volume annuel d'énergie plus important que sa consommation. RTE met son expertise à la disposition des régions qui souhaitent s'engager sur cette voie. Des travaux ont, par exemple, été menés en Occitanie : ils montrent qu'un équilibre annuel production-consommation peut se traduire à chaque instant par des situations très différentes, conduisant en permanence à des échanges d'électricité avec les zones voisines *via* les réseaux électriques.

La vision à moyen-long terme : une forte incertitude sur la localisation des futures EnR

Les analyses menées dans le cadre du SDDR (voir chapitre 3) ont montré que le besoin d'adaptation du réseau à moyen et long terme serait largement déterminé par le rythme effectif de développement des énergies renouvelables terrestres[3] (principalement photovoltaïques et éoliennes).

Cette évaluation du besoin de référence se fonde sur une trajectoire de déclassement progressif des réacteurs nucléaires 900 MW et sur une projection spatiale du développement de l'éolien et du photovoltaïque. Or si le projet de PPE fixe un ensemble de principes relatifs au déclassement du nucléaire, permettant d'en préciser une géographie possible à l'horizon 2031-2035 (seuls les réacteurs 900 MW sont concernés, de manière privilégiée à l'échéance

1. Prolongé jusqu'à 2030
2. Objectif REPOS : Occitanie, Grand Est, Bourgogne-Franche-Comté, Île-de-France, Provence-Alpes-Côte D'Azur, Nouvelle-Aquitaine, Auvergne-Rhône-Alpes
   Objectif TEPOS dans plusieurs collectivités en Provence-Alpes-Côte d'Azur, Nouvelle-Aquitaine, Bretagne, Normandie, Hauts-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes
3. Sur la partie marine, le SDDR propose dans le chapitre 6, une optimisation de la localisation des raccordements des futurs parcs.

de leur cinquième visite décennale, et sans fermeture de sites), il n'en va pas de même pour le développement futur de l'éolien et du photovoltaïque.

Il existe dès lors une plus forte incertitude sur la géographie future de l'implantation des énergies renouvelables.

L'organisation mise en place en France pour l'accueil des énergies renouvelables terrestres sur les réseaux électriques repose sur les S3REnR. L'exercice de projection réalisé dans le SDDR devrait dans la mesure du possible s'y référer, puisque ces schémas ont pour objectif de localiser finement les gisements et de planifier les actions requises pour raccorder les projets. Néanmoins, cela n'est pas possible à ce jour, la situation actuelle étant celle d'une transition entre les anciens et les nouveaux schémas.

D'une part, les schémas existants ne permettent pas d'établir une vision géographique précise de la localisation des renouvelables à l'horizon 2030 en adéquation avec le projet de PPE. À l'exception des anciennes régions Nord-Pas-de-Calais et Picardie – dont les premiers schémas sont saturés et ont déjà conduit à la validation d'un nouveau S3REnR par le Préfet au périmètre de la nouvelle région Hauts-de-France – les nouvelles régions ne sont pas dotées d'un nouveau S3REnR voire d'un SRADDET, qui dans certains cas fournit des indications de localisation. Les schémas sont, en conséquence, établis au périmètre des anciennes régions administratives ; ils prennent en compte des SRCAE qui datent de 2012 à 2014 ; ils ont été validés antérieurement à la première PPE de 2016.

D'autre part, le travail d'élaboration des nouveaux schémas se situe à un stade trop précoce pour qu'il soit possible de l'utiliser dans le SDDR. Les nouveaux S3REnR doivent notamment s'appuyer sur les SRADDET, qui sont eux-mêmes en cours de discussion dans chaque région. Vu d'aujourd'hui, la perspective la plus crédible est de tabler sur une adoption de la grande majorité des SRADDET vers fin 2020, ce qui repousserait à 2021 la formalisation de l'ensemble des S3REnR.

Les visions prospectives de la géographie du développement des EnR s'appuient sur des scénarios différenciés

Pour établir une vision prospective de la localisation à moyen-long terme de l'implantation des futures installations éoliennes et photovoltaïques, il est donc nécessaire d'utiliser des scénarios. Ceux-ci sont par nature moins précis que les visions qui pourront résulter des futurs S3REnR, lesquels s'appuieront sur une analyse fine des gisements, des enjeux locaux d'occupation des sols et d'aménagement du territoire, et du réseau. Ces grands scénarios suffisent en revanche à analyser les principaux paramètres et saisir les ordres de grandeurs associés.

Les paramètres à prendre en compte pour l'élaboration des S3REnR ont été précisés par les évolutions législatives récentes, au travers de l'ordonnance n°2019-501 du 22 mai 2019 qui simplifie la procédure d'élaboration et de révision des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Celles-ci montrent que les S3REnR poursuivent plusieurs objectifs : atteindre les ambitions de développement des filières, fixés par la PPE à l'échelle nationale, tenir compte des projets énergétiques régionaux formalisés dans les SRADDET, et intégrer la dynamique de développement des filières.

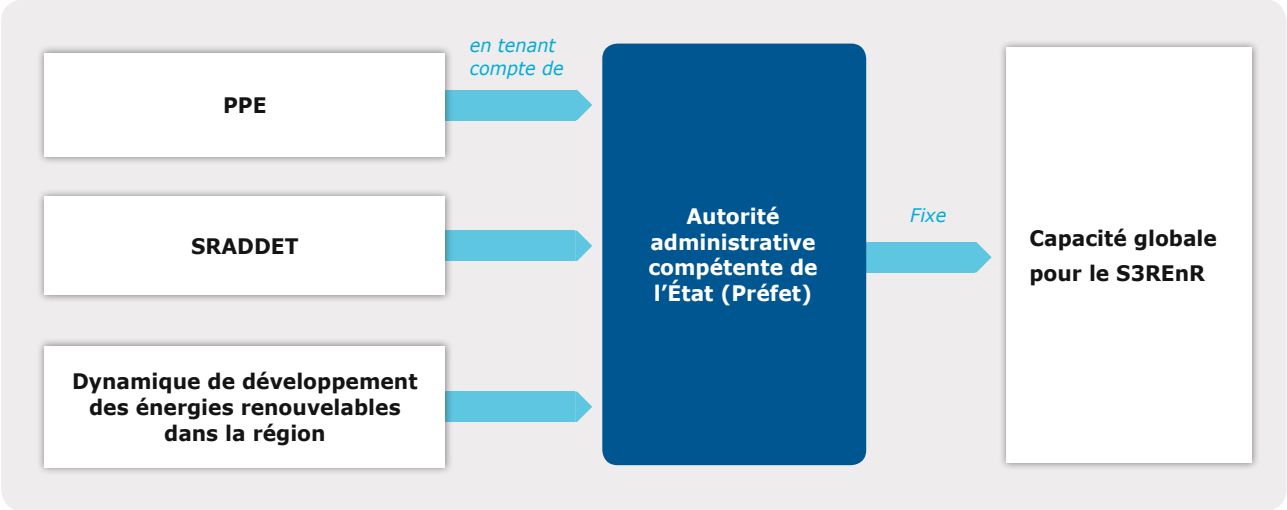
Les variantes de répartition étudiées par RTE dans le cadre du SDDR reflètent ces différents principes :

- **le scénario de référence du SDDR – projection régionale des objectifs PPE**
  Le scénario central consiste en une projection spatiale des objectifs de la PPE (trajectoire médiane de la PPE)[4] en se fondant sur les données collectées lors de la concertation sur le SDDR, et notamment celles remontées par les porteurs de projets du secteur des énergies renouvelables et leurs fédérations professionnelles.

- **la variante n°1 (hypothèses SRADDET)**
  La principale variante utilisée dans le SDDR est fondée sur les orientations pour chaque filière proposées par les conseils régionaux dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux

4. Le scénario de référence correspond à un développement des énergies renouvelables moyen entre les objectifs bas et haut de la PPE.

Figure 10.4 Méthode d'élaboration de la capacité globale retenue dans les schémas S3REnR



d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Compte tenu de la période couverte par ces schémas, les analyses de la variante 1 portent uniquement sur l'horizon 2030.

- **la variante n° 2 (vision haute)**
  Une variante haute vise à analyser les conséquences pour le réseau d'un fort développement de chaque filière, en ligne avec le potentiel technique atteignable dans les différentes régions, sans réflexion sur leur financement ou les contraintes d'acceptation. Cette vision haute est également fondée sur des remontées des parties prenantes dans le cadre de la concertation sur le SDDR. L'horizon d'étude de la variante 2 correspond également à l'année 2030.

L'examen de ces trois variantes permet de tirer des premiers enseignements sur les paramètres d'influence pour le développement du réseau. Trois variantes de localisation alternative des capacités renouvelables identifiées dans le scénario de référence (respectivement 49 GW et 67 GW de production éolienne et solaire) viennent compléter l'analyse :

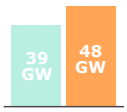
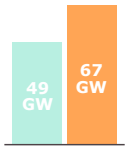
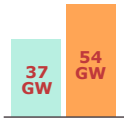
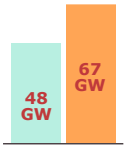
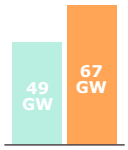
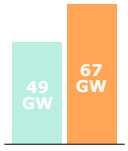
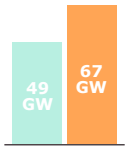
- **Variante de localisation A (minimisation des coûts du réseau de transport)**
  Dans cette variante, les futurs projets EnR sont répartis sur le territoire avec pour seul objectif la réduction de l'adaptation du réseau de transport à l'échelle nationale. Il s'agit donc d'un exercice théorique, qui vise à identifier les gains possibles.

- **Variante de localisation B (coordination locale approfondie)**
  Dans cette variante, un exercice de relocalisation au sein de chaque région est réalisé mais sans changer la répartition globale, entre région, du scénario de référence. Cette variante permet donc de tester un principe de minimisation des coûts, mais dans le respect d'une répartition spatiale donnée à l'échelle nationale.

- **Variante de localisation C (repowering systématique)**
  Cette variante vise à analyser l'impact d'une concentration plus forte autour des implantations existantes pour les projets éoliens, à la faveur d'une augmentation de la puissance des installations actuelles *(repowering)* systématique pour tous les parcs éoliens atteignant un âge théorique de « fin de vie » sur la période 2021-2035.

Ces différentes variantes sont utilisées pour évaluer les conséquences sur les besoins d'adaptation du réseau. Ces derniers sont restitués dans une approche systémique (coûts complets pour le système, approche environnementale).

Figure 10.5 Scénarios de localisation utilisés dans le SDDR

	Puissance installée en 2030	Puissance installée en 2035	Répartition de la production régionale	Répartition de la production au niveau des postes sources
Scénario de référence – Projection de la PPE			Selon les remontées des parties prenantes	Proportionnellement à la surface exploitable pour chaque filière
Variante 1 : hypothèses SRADDET		Non étudié	**Cibles fixées par les conseils régionaux**	Proportionnellement à la surface exploitable pour chaque filière
Variante 2 : Vision haute		Non étudié	**Selon les remontées maximales des parties prenantes**	Proportionnellement à la surface exploitable pour chaque filière
Variante de localisation A : minimisation des coûts pour le réseau	Non étudié		**Préférentiellement sur les postes ne générant pas de contraintes sur le réseau de transport, dans la limite des contraintes foncières pour chaque filière**	
Variante de localisation B : coordination locale	Non étudié		Selon les remontées des parties prenantes	**Préférentiellement sur les postes ne générant pas de contraintes sur le réseau de transport, dans la limite des contraintes foncières pour chaque filière**
Variante de localisation C : repowering	Non étudié		Selon les remontées des parties prenantes	**Augmentation de la puissance des parcs installés avant 2015 de 10 % compensée par une baisse du développement de nouveaux parcs sur la période 2021-2035**

Puissance installée : Éolien terrestre Solaire

10.2 Une répartition des installations EnR fondée sur des visions régionales de développement EnR conduit à des besoins d'adaptations plus importants

La trajectoire de référence du SDDR fait partie de celles qui minimisent les besoins d'évolution du réseau de transport

La trajectoire de référence du SDDR représente une vision prospective de l'évolution de la capacité éolienne et solaire au sein du territoire métropolitain interconnecté. Elle est issue de la concertation réalisée en 2018 pour l'élaboration du présent SDDR :

- tous les participants à la concertation, et notamment les fédérations de producteurs (en particulier le SER et la FEE) ont été invités à remonter leurs projections, au périmètre le plus fin possible ;
- ces chiffres ont été mis en cohérence avec les cibles propres à chaque scénario utilisés dans le SDDR (*Ampère*, *Volt*, projet PPE).

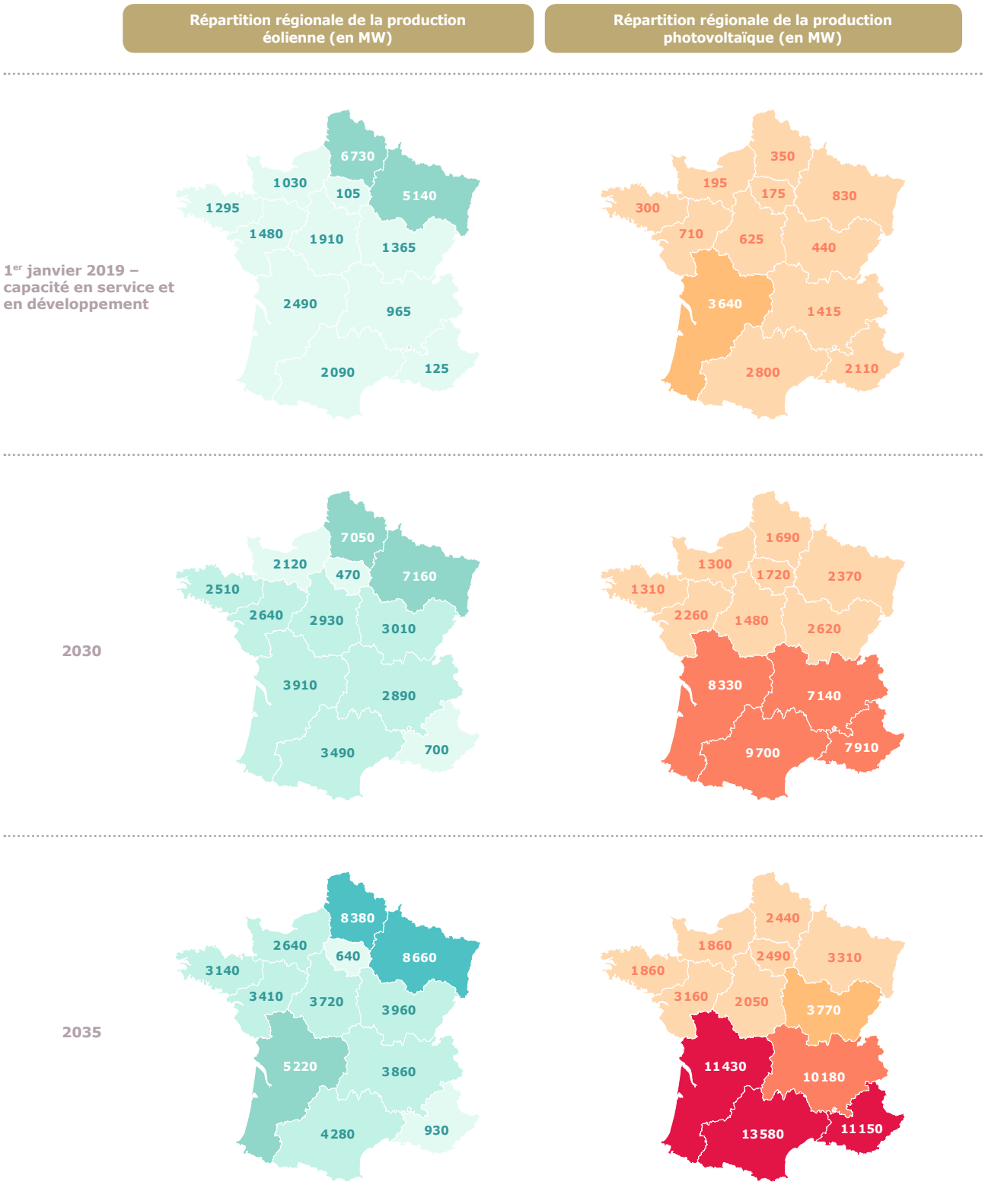
Cette trajectoire reflète l'attractivité des régions pour la pénétration d'énergies renouvelables vue des producteurs. Elle intègre d'une part les gisements techniques exploitables (par exemple : le foncier disponible, les contraintes environnementales, réglementaires, militaires…), et d'autre part le productible en lien avec les conditions de vent et d'ensoleillement. Elle ne conduit pas à une « surconcentration » des projets dans certaines régions ou zones particulièrement favorables, ce qui montre que les parties prenantes s'étant exprimées lors de la consultation publique sur le SDDR ont intégré un certain nombre de cadrages politiques régionaux ou d'oppositions locales (la différence peut être appréciée en comparant à la « vision haute », par exemple dans certaines régions comme Hauts-de-France ou Grand Est).

Dans cette vision prospective, les capacités éoliennes sont installées préférentiellement sur la façade Atlantique-Sud ainsi que dans les régions du Nord-Est pour lesquelles le productible est important, tandis que les capacités photovoltaïques sont principalement concentrées sur les régions du Sud. Les régions Haut-de-France et Grand-Est bénéficiant de terrains favorables à l'installation de grandes centrales photovoltaïques, présentent des capacités photovoltaïques importantes même si le productible photovoltaïque y est plus faible. Le détail de cette répartition régionale des énergies renouvelables est indiqué ci-contre pour le scénario PPE. L'analyse présentée au chapitre 3 est établie selon ce scénario de référence.

À partir de cette répartition régionale, une nouvelle descente d'échelle est réalisée pour traduire ces ambitions à des mailles encore plus locales sur la base des potentiels de surface exploitable pour chaque filière[5], afin d'envisager le raccordement de ces énergies renouvelables sur les postes du réseau électrique.

5. Source : La base de données géographique CORINE Land Cover (CLC) est un inventaire biophysique de l'occupation des terres. Il est produit dans le cadre du programme européen d'observation de la terre Copernicus (39 états européens).

Figure 10.6 Répartition régionale de la production photovoltaïque et éolienne avec la méthode de référence issue de la concertation SDDR pour le scénario PPE. Les puissances installées sont exprimées en MW.



La trajectoire SRADDET conduit à un renforcement des disparités régionales

La trajectoire des SRADDET représente les perspectives de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030 telles qu'évaluées par les régions à ce jour. En effet, si la plupart des régions ont engagé l'élaboration de leur SRADDET et ont communiqué sur des premiers objectifs de développement des différentes filières renouvelables, aucun SRADDET n'a encore été approuvé.

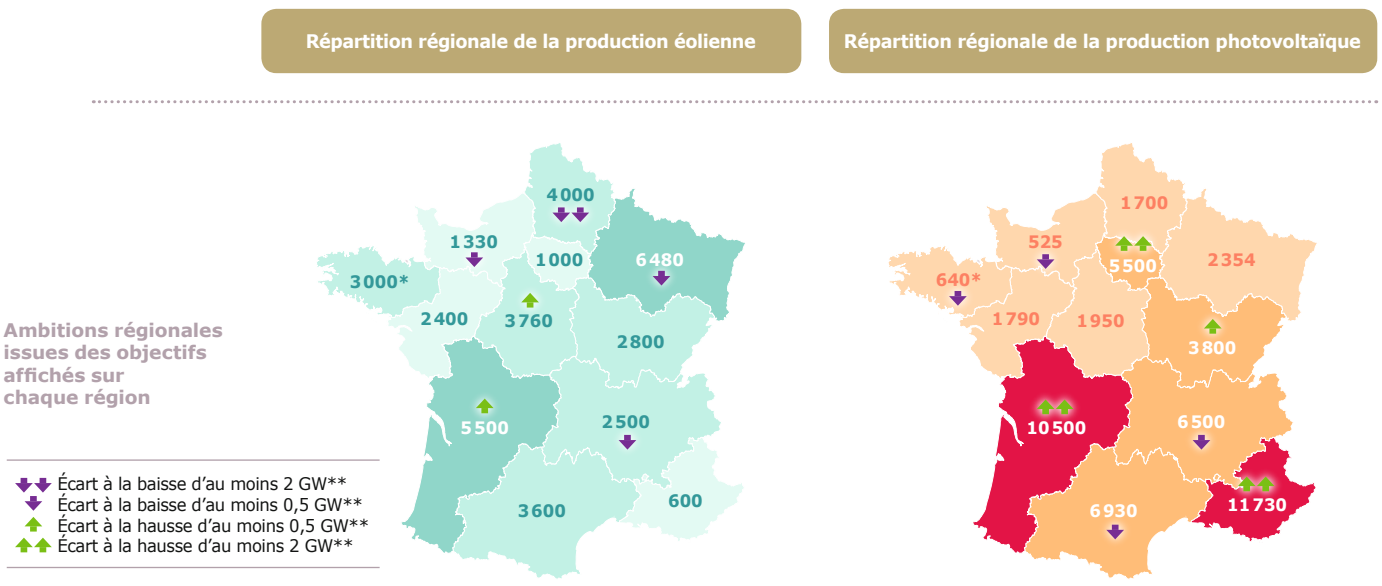
À la date d'élaboration de la première version de ce SDDR, les objectifs régionaux peuvent être considérés comme largement connus dans 10 des 12 régions couvertes par le schéma :

- Des projets d'objectifs 2030 pour les différentes filières renouvelables ont été communiqués pour les régions suivantes : Bourgogne-Franche-Comté, Centre-Val de Loire, Grand-Est, Hauts-de-France,

Tableau 10.1 Objectifs de développement éolien et PV à 2030 dans les projets de SRADDET à date de publication du SDDR

	éolien (MW)	PV (MW)
Auvergne-Rhône-Alpes	2500	6500
Bourgogne-Franche-Comté	2800	3800
Bretagne	nc	nc
Centre-Val-de-Loire	4300	1950
Grand-Est	6477	2354
Hauts-de-France	4000	1700
Île-de-France	1000	5500
Normandie	1325	525
Nouvelle-Aquitaine (vision haute)	5500	10500
Occitanie	3600	6930
Pays de la Loire[6]	2400	1790
Provence-Alpes-Côte d'Azur	600	11730

Figure 10.7 Localisation de la production photovoltaïque et éolienne pour la variante 1 «SRADDET» à l'horizon 2030. Les puissances installées sont exprimées en MW.



* Région pour laquelle les ambitions ne sont pas connues pour la période 2021-2030. Les chiffres indiquées reproduisent les ambitions du schéma précédent.
** Par rapport à la localisation de référence du scénario PPE à l'horizon 2030

6. Pour Pays de la Loire, seule l'énergie annuelle à 2030 est disponible : 13 TWh.

Normandie, Nouvelle-Aquitaine, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes ; pour l'Île-de-France, ces objectifs ont été communiqués dans le cadre de la Stratégie énergie Climat pour 2030 de la région.

- La région Pays de la Loire n'a pas encore dévoilé de cible, mais a déjà communiqué sur des orientations ;
- La région Bretagne n'a pas encore communiqué sur le sujet. L'hypothèse d'une poursuite du rythme de développement prévu dans le Schéma régional de l'air et du climat (SRCAE) sur la période 2021-2030 est considérée par défaut.

La plupart des régions ayant exprimé leurs ambitions sous la forme d'un volume annuel d'énergie produite par filière à l'horizon 2030, une conversion en puissance a été réalisée par RTE pour obtenir des capacités installées[7], lorsque cette conversion n'avait pas déjà été faite dans les réunions techniques régionales autour des S3REnR.

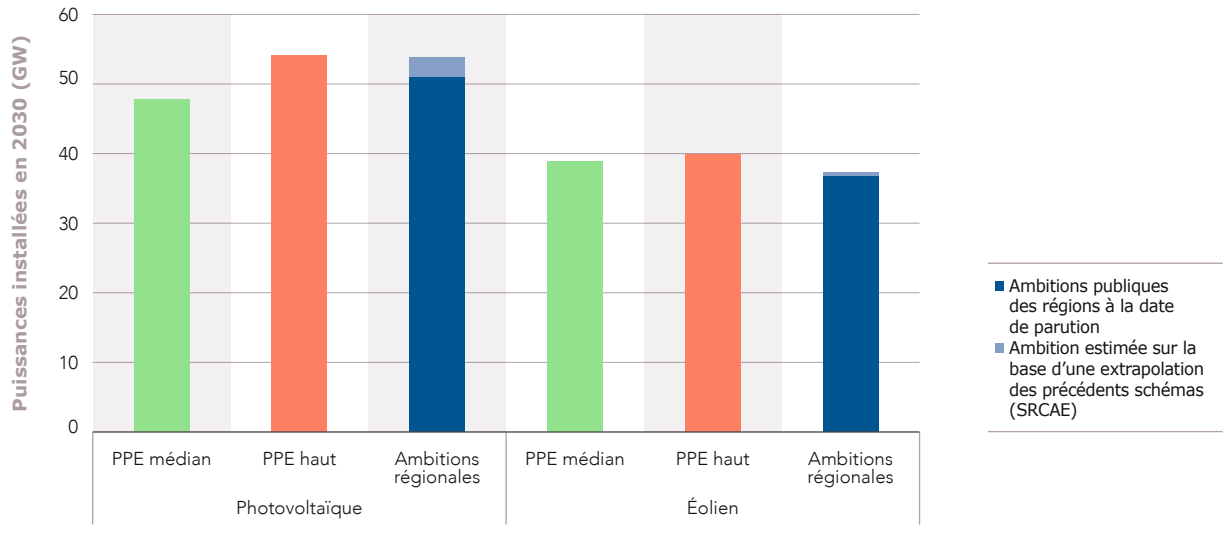
De la même manière que pour la trajectoire de référence, une descente d'échelle est réalisée pour traduire ces ambitions régionales à des mailles très locales sur la base des potentiels de surface exploitable pour chaque filière.

La somme des ambitions des SRADDET conduit à un volume équivalent aux objectifs de la PPE

Les orientations des prochains SRADDET communiqués à ce jour conduisent à des objectifs sur l'éolien terrestre (34,4 GW à l'horizon 2030) en léger retrait par rapport à ceux de la PPE (36,9 GW dans le scénario médian). En revanche, les projets de SRADDET pour le développement du photovoltaïque sont compatibles avec l'objectif haut de la PPE (54 GW), soit 6 GW de plus que dans le scénario médian de la PPE.

L'effet à la hausse sur la production photovoltaïque est plus marqué que l'effet à la baisse de l'éolien : la trajectoire des SRADDET conduit donc à une production renouvelable supérieure de 2 % en énergie à celle des objectifs médians de la PPE. Les objectifs traduits dans les projets de SRADDET sont donc globalement alignées avec la PPE. Cette volonté politique constitue un levier pour faciliter le développement des énergies renouvelables au niveau local, à travers des actions possibles pour libérer le foncier, pour concerter au plus proche des territoires, ou pour financer des projets en cohérence avec leurs ambitions.

Figure 10.8 Trajectoires de développement des énergies renouvelables terrestres à l'horizon 2030 pour les scénarios proposés dans la PPE ainsi que pour le scénario agrégeant les ambitions des régions



7. Taux de charge retenus par RTE : 25% pour l'éolien et 13% pour le PV

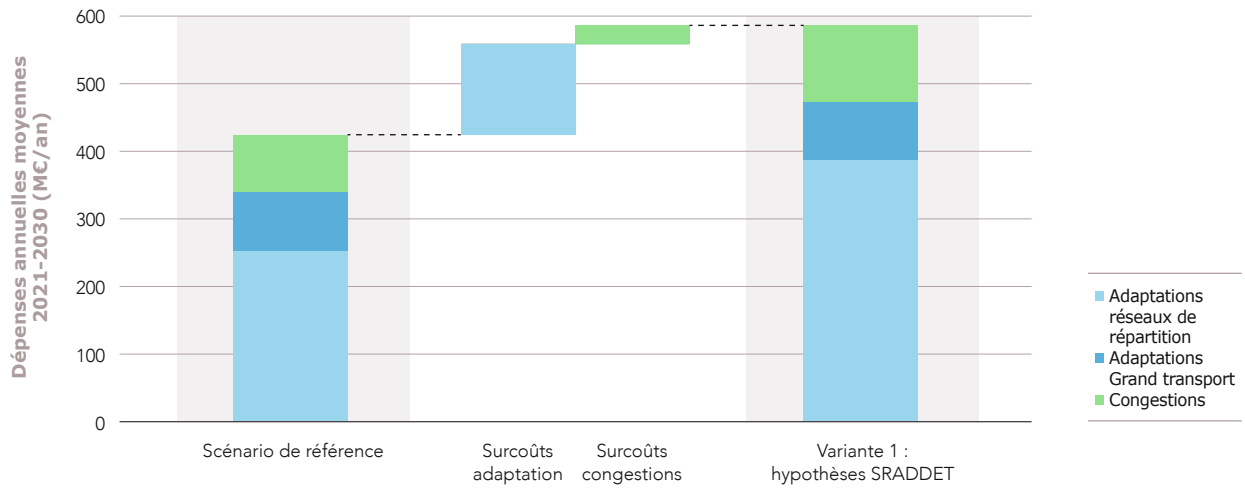
La trajectoire des SRADDET conduit à augmenter les besoins réseau…

L'analyse réalisée sur la variante « hypothèse SRADDET » a permis de simuler l'adaptation du réseau permettant à chaque région de réaliser exactement les ambitions contenues dans les projets de SRADDET. **Dans ce cas, l'effort d'adaptation du réseau serait supérieur à celui du scénario de référence, avec une augmentation des besoins d'adaptation chiffrée à environ 160 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2030 par rapport à la localisation de référence, soit une augmentation de 30 % des coûts d'adaptation.**

Cette augmentation des dépenses se concentre sur l'adaptation des réseaux de répartition et s'explique par un phénomène de saturation des réseaux dans certaines régions affichant des cibles très élevées, notamment concernant le déploiement du photovoltaïque. Ce phénomène de saturation s'observerait en premier lieu dans les régions méridionales (Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d'Azur), où des renforcements significatifs devraient intervenir. À ces coûts d'adaptation du réseau existant s'ajoutent par ailleurs des coûts de création de postes source et donc des charges supplémentaires à financer dans le cadre de la quote-part des S3REnR, qui seront d'autant plus importants que la production renouvelable est concentrée sur quelques régions. En effet, les parcs se répartiront sur l'ensemble des gisements fonciers disponibles dont ceux les plus éloignés du réseau existant (qui devra alors être étendu), ou dans des zones dont les potentiels d'accueil sont saturés (la création de nouveaux ouvrages issus de parties du réseau moins contraintes sera alors nécessaire).

S'agissant du réseau de grand transport, la variante « hypothèse SRADDET » occasionne des surcoûts (notamment du fait de déséquilibres nord-sud supplémentaires) mais qui sont contenus (ils se traduiraient essentiellement par une augmentation des congestions résiduelles dans un premier temps). Dans le cas d'un développement effectif des énergies renouvelables selon la trajectoire permettant d'atteindre les cibles SRADDET en Nouvelle-Aquitaine et en Provence-Alpes-Côte d'Azur, une vigilance supplémentaire devrait s'exercer sur deux zones de fragilité identifiées au chapitre 3 : la façade atlantique et la vallée du Rhône. Sur ces deux axes, les congestions

Figure 10.9 Impact de la variante de localisation de la production renouvelable « SRADDET » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2030 (scénario PPE)



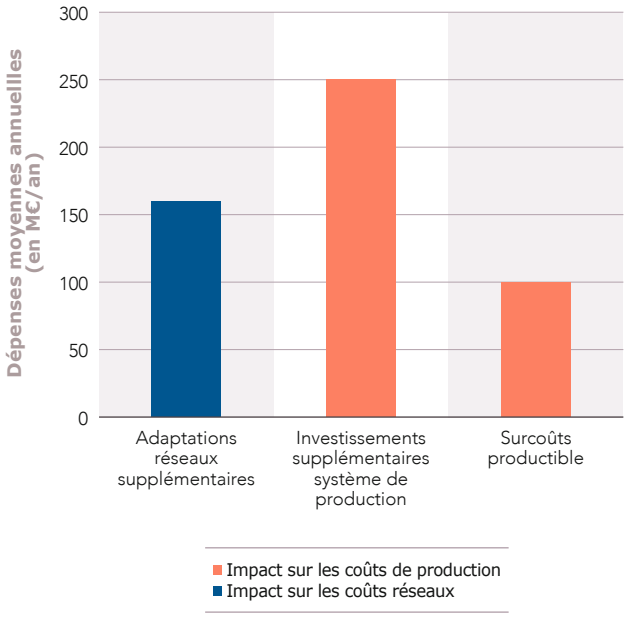
apparaissent plus tôt mais ne justifient pas d'adaptation supplémentaire d'ici 2030. Pour cet horizon, les stratégies d'adaptation du réseau envisagées pour le grand transport sont donc résilientes aux ambitions des régions. Les déterminants des adaptations sur le réseau de grand transport étant multiples, ces conclusions sont valables si les principales hypothèses du scénario PPE se réalisent, notamment en matière de déclassement nucléaire, d'évolution de la consommation et de mise en service des interconnexions.

… mais ces surcoûts réseaux ne sont pas de nature à modifier l'équation économique du scénario de la PPE

Les enjeux financiers associés aux différentes répartitions géographiques analysées dans le SDDR doivent être mis en perspective avec les investissements nécessaires pour la transformation du mix. À titre d'exemple, l'augmentation des dépenses d'adaptation du réseau entre le scénario de référence et la variante SRADDET (1,6 milliard d'euros sur la période 2021-2030) doit être mise en regard de l'investissement total sur le réseau durant la période (30 milliards) et celui dans les parcs éolien et solaire (55 milliards d'euros) sur la période.

De manière générale, l'analyse des ambitions portées dans les SRADDET entraîne des conséquences qui vont bien au-delà de l'adaptation du réseau de transport d'électricité. Sur le plan économique, ces impacts portent notamment sur la répartition entre l'éolien terrestre, le photovoltaïque au sol, et le photovoltaïque sur toiture pour atteindre les objectifs renouvelables. Un fort développement du solaire dans certaines régions caractérisées par des limitations sur les réserves foncières (par exemple sur le littoral méditerranée en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, ou en région parisienne) pourrait conduire à privilégier l'installation de capacités sur toiture, plus coûteuses, que la production photovoltaïque au sol. Dans les différents exercices de chiffrage des scénarios réalisés

Figure 10.10 Surcoûts moyens des ambitions régionales sur le réseau de transport et sur le système de production pour la période 2021-2030



depuis le Bilan prévisionnel 2017, cet effet peut représenter un effet nettement plus important sur les coûts complets du système (250 M€ par an à l'horizon 2030) que celui sur le réseau. Au-delà de l'approche purement économique, il existe également d'autres enjeux (acceptabilité, paysages, artificialisation des sols, etc.) liés à la répartition des ambitions renouvelables entre les filières, qui peuvent également influencer les niveaux de développement souhaités par les pouvoirs publics. L'analyse de l'impact des transferts entre les projets photovoltaïques au sol et sur toiture est approfondie au chapitre 11 dédié au développement de l'autoconsommation.

Par ailleurs, les effets de relocalisation étudiés entraînent également des effets sur le coût de production du parc électrique. Dans la variante « SRADDET », un développement plus marqué de la production photovoltaïque s'opère (6 GW par rapport au scénario central de la PPE[8]) au détriment

8. Pour rappel, le scénario de référence retenu correspond à un développement des énergies renouvelables moyen entre les objectifs PPE bas et PPE haut.

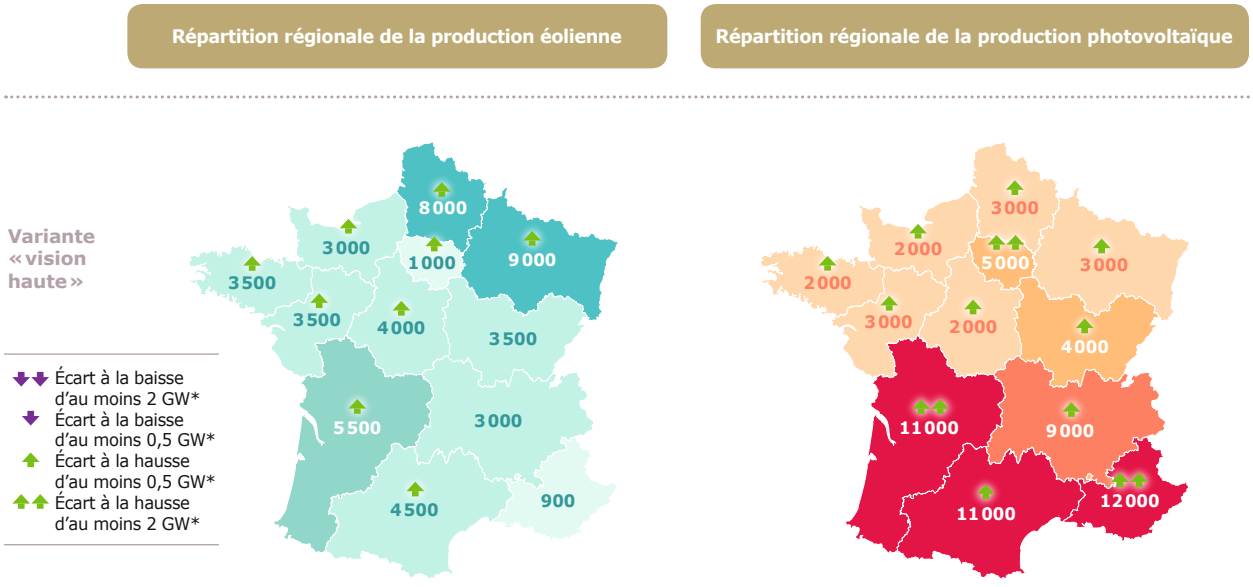
de l'éolien (baisse de 1,5 GW). Sous l'hypothèse d'un développement négligeable du stockage à cet horizon, augmenter la puissance photovoltaïque installée au détriment de l'éolien conduit, en moyenne, à concentrer la production renouvelable le midi. En revanche, le reste de la journée, et en particulier le soir, les groupes thermiques doivent produire davantage. Ceci constitue un surcoût pour le système électrique évalué à environ 100 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2030 pour la variante « SRADDET ».

Ainsi, un pilotage du développement des énergies renouvelables autour des objectifs contenus dans les SRADDET entraîne différents effets économiques, les effets prépondérants demeurant ceux associés à la production plutôt qu'au réseau de transport. L'argument « réseau » ne peut donc à lui seul orienter le choix entre une planification centralisée au niveau national et une planification plus régionalisée.

La vision haute entraîne des coûts d'adaptation plus importants qui mettent en lumière les phénomènes de saturation dans certaines régions

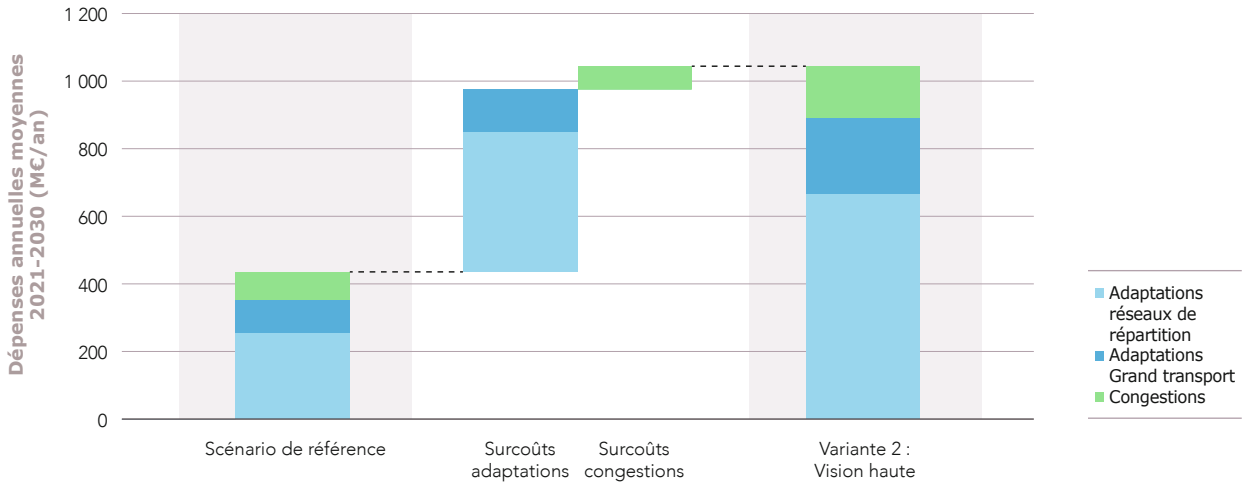
La variante « vision haute » représente par construction une évaluation maximale du productible atteignable région par région à l'horizon d'une dizaine d'années. Les coûts qu'elle induit ne peuvent donc pas être comparés *stricto sensu* à ceux des autres variantes, car elle implique d'atteindre à l'horizon 2030 une capacité, agrégée au niveau national, supérieure de 13 GW (solaire) et de 9,5 GW (éolien) par rapport aux objectifs hauts du projet de PPE (présenté autrement, elle anticipe d'environ 5 ans l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables du scénario PPE médian). Sur le plan géographique, la variante haute permet de tester une augmentation homogène sur le territoire pour le photovoltaïque. Concernant la filière éolienne terrestre, la hausse ne concerne pas les régions du sud-est pour lesquelles les contraintes géographiques limitent le développement des parcs.

Figure 10.11 Localisation de la production photovoltaïque et éolienne pour la variante 2 « vision haute » à l'horizon 2030. Les puissances installées sont exprimées en MW.



* Par rapport à la localisation de référence du scénario PPE à l'horizon 2030

Figure 10.12 Impact de la variante « vision haute » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2030 (scénario PPE)



Cette vision permet en revanche de réaliser un stress test sur les besoins d'adaptation du réseau et d'identifier les zones les plus contraintes, et permet d'éclairer les trajectoires au-delà des horizons du SDDR.

Sans surprise, la réalisation de la « vision haute » du développement des énergies renouvelables conduit à une hausse importante des besoins d'adaptation à la fois sur les réseaux de répartition et le réseau de grand transport. **Cette croissance des besoins s'explique par la très grande proximité de cette variante avec le scénario de référence du SDDR à 2035 : elle correspond ainsi à la concentration sur la période 2021-2030 des investissements prévus pour le scénario PPE médian sur la période 2021-2035.** En particulier, l'atteinte des objectifs de la variante « vision haute » nécessiterait d'accroître dès la période 2021-2025 les dépenses d'adaptation du réseau. Ceci nécessiterait d'engager plus rapidement les renforcements sur le réseau de grand transport. S'agissant des réseaux de répartition, des phénomènes de saturation interviendraient à l'horizon 2030 dans les zones déjà identifiées dans les fiches régionales. Bien qu'en dehors de l'analyse à ce stade, la réalisation de la « vision haute » aurait également un impact sur les coûts de raccordement des nouveaux postes source, financés *via* la quote-part des S3REnR.

10.3 Une localisation prescrite par la volonté de minimiser les coûts d'adaptation du réseau conduirait à un surcoût pour la collectivité

Le débat sur la géographie de l'implantation des futures installations de production renouvelable intègre parfois le souhait de minimiser le coût du réseau

Les dépenses à engager pour l'adaptation du réseau public de transport représentent une part restreinte des coûts du système électrique (de l'ordre de 10 %). Leur évolution sur le long terme apparaît globalement stable en proportion (voir chapitre 8). La compétitivité de la solution réseau est avérée sur le long terme (voir chapitre 9), et des adaptations structurantes devront être lancées au cours des prochaines années de manière à adapter le réseau à l'évolution du mix de production.

Pour autant, l'analyse d'une solution où la localisation des futures implantations de production renouvelables serait organisée autour du réseau existant pour en minimiser l'évolution présente un intérêt, au moins sur le plan théorique. Cet intérêt peut résulter d'une volonté politique de minimiser les évolutions du réseau (notamment par crainte d'une opposition de la part des habitants des zones concernées par les adaptations à réaliser) ou d'une volonté « économique » d'identifier un bon équilibre entre la recherche des meilleurs gisements possibles et le coût des adaptations du réseau, au-delà des dispositifs actuels de raccordement (qui sont déjà supposés avoir un caractère incitatif, notamment *via* les ouvrages propres dont doivent s'acquitter les producteurs et à travers la quote-part des S3REnR pour l'éolien terrestre, le photovoltaïque et les autres EnR).

Dans le cadre de la concertation réalisée pour l'établissement du SDDR, la question a donc été abordée avec les participants.

Il en a résulté la mise au point d'une variante spécifique, dans laquelle la localisation des futures implantations est prescrite afin de minimiser les adaptations d'infrastructure (variante A).

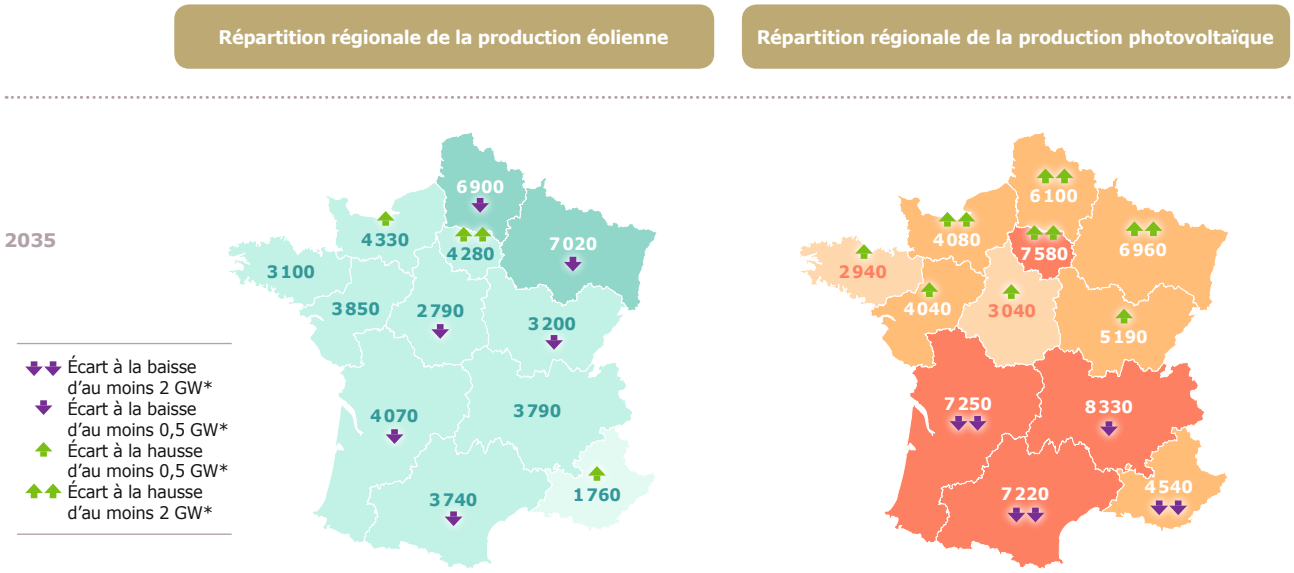
Prescrire la localisation des futures installations en fonction du réseau conduit à une géographie des implantations significativement différente

La variante « minimisation des coûts pour le réseau » a été conçue autour du potentiel de raccordement sur chaque poste du réseau de transport d'électricité. Ce potentiel a été estimé sur la base d'une part, de la capacité maximale pouvant être raccordée sans contraindre le réseau existant et d'autre part, des potentiels locaux de surface exploitable pour chaque filière, afin de tenir compte des contraintes foncières de la zone. Le scénario étudié vise ainsi à ne pas être « caricatural » (il ne consiste ni à installer des éoliennes dans des lieux qui sont manifestement inadaptés à cet effet, ni à installer des panneaux solaires dans des zones à usage agricole) même s'il ne tient pas compte de l'ensemble des contraintes existantes (contraintes militaires par exemple) qui pourraient réduire le potentiel réellement installable dans certaines régions spécifiques.

À partir de ces potentiels par poste électrique, une clé de ventilation nationale a été calculée pour l'accueil des parcs éoliens et photovoltaïques. Dans la variante « minimisation des coûts pour le réseau », le volume de production renouvelable retenu dans le scénario PPE médian est réparti proportionnellement à cette clé.

La minimisation des coûts réseaux conduit à une répartition plus homogène de la production renouvelable sur le territoire national. Comparée à la localisation de base issue de la concertation réalisée lors de la construction du SDDR, les objectifs de la PPE seraient atteints avec une production beaucoup moins concentrée dans les régions du sud en raison de la part importante de production renouvelable déjà installée et de la saturation prévisible des réseaux de répartition actuels. Dans cette localisation alternative, des régions comme La Normandie, l'Île-de-France ou Provence-Alpes-Côte d'Azur (pour l'éolien) ou Île-de-France, Grand Est ou Hauts-de-France (pour le solaire)

Figure 10.13 Répartition régionale de la production photovoltaïque et éolienne dans la variante A «minimisation des coûts réseau» pour le scénario PPE à l'horizon 2035. Les puissances installées sont exprimées en MW.



* Par rapport à la localisation de référence du scénario PPE à l'horizon 2035

concentreraient davantage de capacité de production. Le détail de la répartition régionale des EnR issue de la localisation optimisée pour le réseau est indiqué pour le scénario PPE sur les cartes ci-contre.

Des coûts réseau effectivement en baisse…

La variante «minimisation des coûts pour le réseau» conduit, par construction, à une diminution des dépenses d'investissements pour les adaptations et d'exploitation du réseau. Cette baisse atteindrait en moyenne 250 M€/an sur la période 2021-2035 pour le scénario PPE – soit 40 % des dépenses d'adaptation et de congestions. Rapporté aux dépenses complètes sur le réseau, la diminution serait de l'ordre de 10 %.

De manière plus précise, cet effet serait tout d'abord fortement perceptible sur l'évolution du réseau de grand transport (réduction de 40 % des besoins d'investissement). Le redéploiement du photovoltaïque vers le nord du pays, et de l'éolien dans certaines régions du centre, serait en effet de nature à soulager la majorité des zones de fragilité identifiées dans la localisation de référence.

Ainsi, les trois axes Nord-Sud qui nécessitent des renforcements structurels sur le réseau de grand transport – façade atlantique, Massif central - Centre et Bourgogne - Vallée du Rhône – seraient caractérisés par des flux moins importants, et pourraient conduire à différer voire renoncer aux adaptations envisagées. Cette évolution ne serait néanmoins pas de nature à faire disparaître tout besoin d'adaptation, des renforcements de moindre ampleur demeurant nécessaires pour tenir compte d'autres facteurs comme les flux internationaux. En revanche, la dernière zone de fragilité identifiée, l'axe Manche-Normandie Paris, demeurerait sous vigilance du fait de la hausse de la production installée en Normandie.

Un effet baissier en résulterait également sur les réseaux de répartition (réduction d'un tiers des besoins d'investissement).

La localisation alternative proposée réduirait ainsi la concentration de la production renouvelable dans les régions méridionales (Provence-Alpes-Côte d'Azur, Nouvelle-Aquitaine et Occitanie), où les réseaux de répartition sont plus anciens et plus fragiles. Ceci explique le mouvement de balancier induit par la localisation alternative sur les implantations

du solaire. Cette évaluation ne tient cependant pas compte des besoins de création de postes source, qui seraient différents de la localisation de base dans les régions où la production serait plus concentrée.

… mais des coûts complets du système électrique en nette augmentation

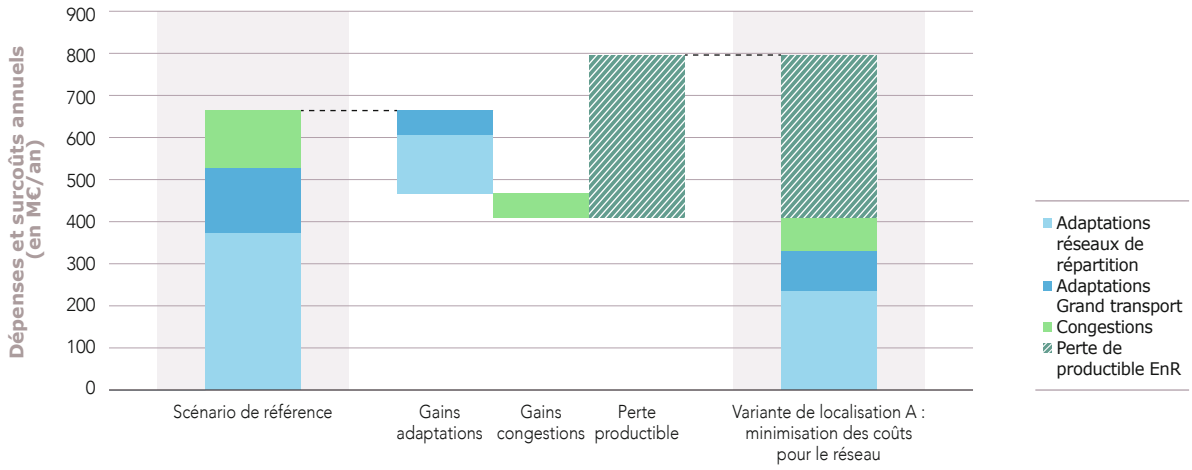
Ces gains apparaissent néanmoins extrêmement ténus une fois mis en perspective avec les conséquences politiques de cette nouvelle localisation. En effet, celle-ci s'écarterait manifestement des volontés exprimées à ce jour dans les projets de SRADDET, en conduisant par exemple à réduire de 30 % à 60 % la puissance solaire installée dans les régions Nouvelle-Aquitaine et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Elle serait également en fort écart avec la trajectoire de référence, traduisant la dynamique des installations envisageables en tenant compte du contexte actuel et des objectifs de la PPE.

De plus, cette localisation alternative aurait des conséquences économiques, en se privant de la possibilité d'exploiter les meilleurs gisements. **Un enseignement important peut être tiré de l'analyse de cette localisation alternative : la diminution des coûts de réseau qu'elle permet est inférieure à l'augmentation des coûts de production qu'elle induit. Autrement dit, le choix de prescrire l'installation des futures EnR par rapport au réseau existant occasionnerait des surcoûts pour l'atteinte du scénario de la PPE.**

De manière plus précise, les travaux menés dans le SDDR montrent, sur la base des facteurs de charge régionaux actuels pour l'éolien et le solaire, que la localisation alternative conduirait à réduire de 5 % le productible de la production renouvelable terrestre (hors hydraulique) sur la période 2021-2035. L'énergie non produite serait compensée[9] pour un surcoût estimé à 400 millions d'euros par an en moyenne dans le scénario PPE. Ce surcoût est significativement supérieur aux gains générés par la diminution des besoins d'investissements sur le réseau.

Sur la base de ces études, il apparaît possible de conclure, sans ambiguïté, que prescrire la localisation des futures installations renouvelables autour de l'objectif unique **de réduire le besoin d'adaptation du réseau conduirait à une géographie des installations très éloignée des travaux engagés dans le cadre des SRADDET ou des dynamiques engagées dans les régions, et serait un facteur de désoptimisation pour le système et de surcoût pour la collectivité.**

Figure 10.14 Impact de la variante A de localisation de la production renouvelable « minimisation des coûts pour le réseau » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2035 (scénario PPE)



9. Dans la modélisation, ce déficit de production est compensé par l'activation de moyens de production existants sur le parc français ou européen, ou le développement de nouvelles installations le cas échéant, en fonction de l'ordre de préséance économique.

10.4 L'insertion optimale des énergies renouvelables devra se faire sur chaque zone géographique en trouvant le meilleur compromis entre réseau et production

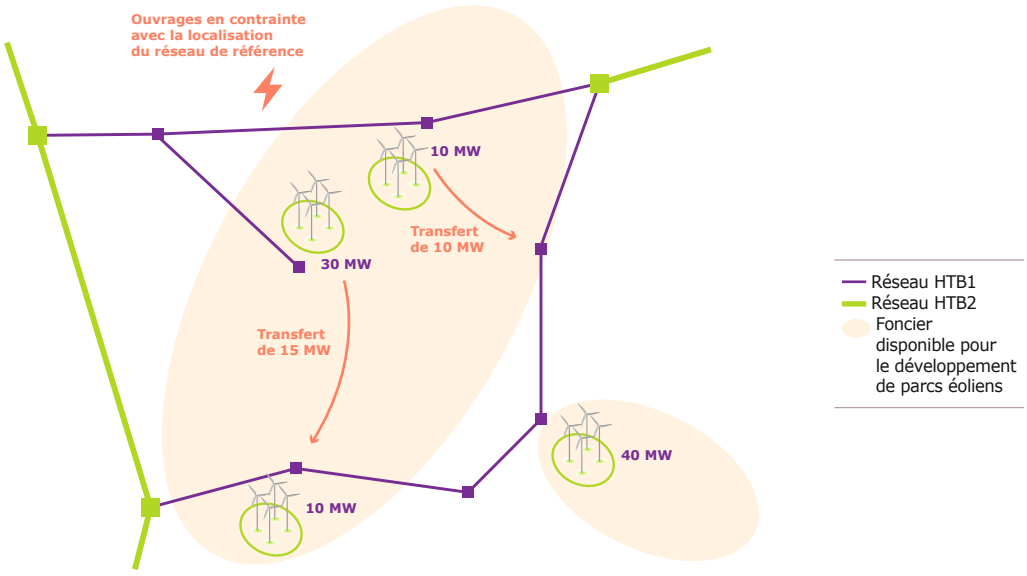
Des opportunités pour travailler à un bon dimensionnement du système production-transport existant au niveau de chaque zone géographique

L'étude présentée en partie 10.3 a clairement montré qu'une optimisation uniquement fondée sur la volonté de réduire les coûts du réseau posait une difficulté de nature politique (elle conduit à des répartitions spatiales très éloignées des orientations des SRADDET) et économique du point de vue de la collectivité (la désoptimisation de la production est plus coûteuse que les économies de réseau). Pour autant, la recherche d'équilibres performants dans le dimensionnement du système électrique présente un réel intérêt. Il est aujourd'hui très largement reconnu dans les milieux académiques et industriels que des formes de coordination «production-transport» sont essentielles à l'atteinte de l'optimum économique. Ceci invite à examiner l'ensemble des méthodes de coordination (outils de planification, normes et prescriptions, signaux incitatifs) permettant d'y parvenir.

Un travail de ce type est actuellement à l'œuvre dans plusieurs régions dans la perspective de l'élaboration des futurs S3REnR. Cette démarche consiste, d'une part, à tirer parti de la vision des producteurs, qui disposent de la meilleure évaluation des gisements techniques exploitables (foncier, acceptabilité) et du potentiel productible. Elle repose, d'autre part, sur l'évaluation des gestionnaires de réseau des potentiels d'accueil disponibles sur le réseau électrique.

Pour disposer d'une évaluation des gains accessibles *via* une meilleure coordination, RTE a testé

Figure 10.15 Exemple de relocalisation de la production renouvelable dans la variante de localisation «Coordination locale»



dans le SDDR une variante spécifique intitulée « coordination locale » (variante B).

Cette variante est fondée sur une répartition des futures implantations d'installations de production renouvelable optimisée au niveau de chaque région. Concrètement, en partant de la localisation de base, les capacités de production qui génèrent des contraintes sur le réseau ont été relocalisées à proximité vers d'autres points du réseau où des capacités d'accueil sont encore disponibles. Ce type de réallocations permet de limiter les adaptations nécessaires tout en conservant un niveau de productible voisin de la situation de départ. Par conséquent, cette nouvelle répartition des productions renouvelables ne modifie que marginalement les cibles régionales de production renouvelable, puisque les modifications sont réalisées à des périmètres plus locaux.

Cette variante relève d'un travail prospectif préalable aux études engagées dans certaines régions pour les S3REnR, et ne peut se prévaloir du même degré de précision. Elle a pour objectif de renseigner sur les ordres de grandeurs, et appellera à des prolongements.

La coordination production-réseau à l'échelle locale diminue significativement les besoins d'adaptation

La variante « coordination locale » conduit bien à une diminution des besoins d'adaptation du réseau, avec une influence sur les coûts estimée en moyenne à 110 M€ par an moyenne (par rapport à la vision de référence sur le scénario PPE pour la période 2021-2035).

Cette diminution est obtenue principalement sur les dépenses d'investissements (à hauteur de 75 %) mais concerne également les congestions (25 % du total). Elle résulte directement de la meilleure utilisation des infrastructures existantes au sein de chaque région pour tirer parti des marges présentes sur le réseau actuel.

Logiquement, les gains ne concernent que les réseaux de répartition : les flux sur le réseau de grand transport sont dans l'ensemble peu modifiés, les répartitions inter-régionales ayant été conservées.

Un enseignement fort est qu'une relocalisation à une échelle géographique restreinte semble pouvoir être réalisée sans perte de productible majeure. Le surcoût sur le parc de production est estimé à 60 M€ par an en moyenne sur le scénario PPE. Contrairement aux résultats obtenus dans le chapitre 11.3, les gains sur les adaptations du réseau deviennent alors supérieurs aux surcoûts sur la partie production dans la variante « coordination locale » : l'optimisation production-transport a donc du sens, sur le plan économique, pour la collectivité.

La répartition des énergies renouvelables obtenue dans cette variante présente également l'avantage de maîtriser l'emprise territoriale du réseau. Cette répartition conduit à une réduction de près de 15 % de la longueur de liaisons nouvelles à construire sur les réseaux de répartition.

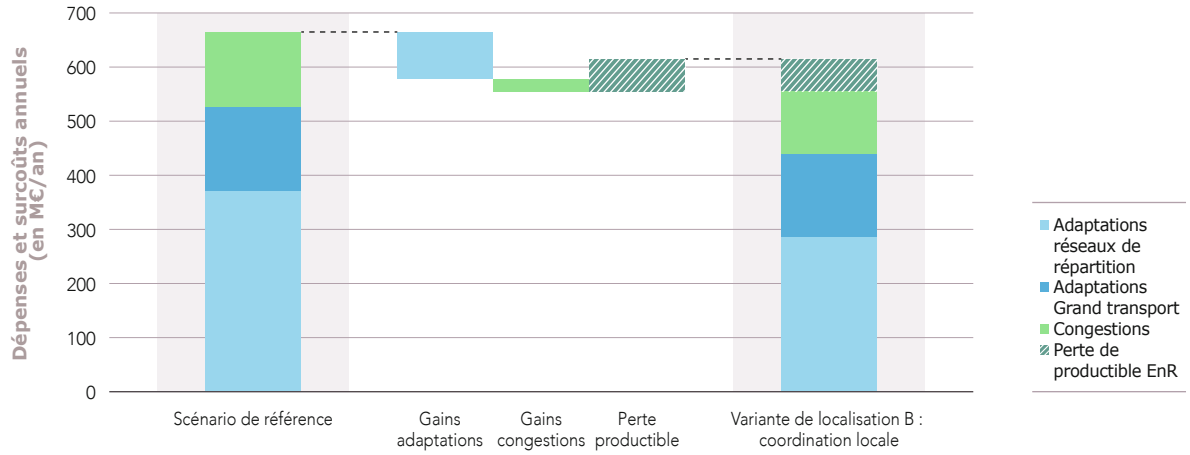
L'atteinte de ces gains pourrait être facilitée par une coordination accrue dans le cadre des S3REnR

L'étude prospective menée sur la localisation montre que des gains supplémentaires sur le coût de l'insertion des énergies renouvelables sont possibles dans les régions. Elle nécessite une forte transparence sur les gisements et les capacités d'accueil du réseau, et une coordination très poussée entre les producteurs, les régions, les gestionnaires de réseau et toutes les parties prenantes lors des travaux de définition des S3REnR.

L'outil S3REnR permet déjà un bon niveau de coordination, mais peut encore être amélioré grâce à plusieurs leviers.

Aujourd'hui, le cadre réglementaire prévoit que, pour chaque investissement, les gestionnaires de réseau concernés réalisent une estimation de son coût et de la capacité dégagée sur le réseau par cet investissement. Les gestionnaires de réseau présentent également, en phase d'élaboration

Figure 10.16 Impact de la variante B de localisation de la production renouvelable « coordination locale » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2035 (scénario PPE)



du schéma, les différentes stratégies permettant d'accueillir le gisement identifié ainsi qu'une estimation de la quote-part du schéma, fondée sur le montant des créations d'ouvrage et le volume global de capacité d'accueil des EnR sur le réseau. Ces informations doivent permettre aux parties prenantes d'arbitrer entre les coûts du réseau et les perspectives locales de développement des EnR. La quote-part reflète alors l'impact du gisement sur les coûts du réseau au niveau régional, permettant ensuite aux producteurs d'inclure cette donnée dans leur arbitrage sur la localisation de leurs projets.

La quote-part constitue ainsi un véritable signal incitatif qui contribue à orienter l'implantation des sites de production d'origine renouvelable entre chacune des régions administratives. Ce signal est perfectible dans la mesure où il ne permet pas de refléter les différences de coûts de réseau liés au choix du lieu d'implantation d'une nouvelle unité de production au sein d'une région. Toutefois, au sein d'une région administrative, la possibilité d'ouvrir des volets géographiques particuliers (VGP) au sein d'un S3REnR pourrait permettre, dans certaines situations spécifiques, par exemple pour l'installation de projets « hors-normes », de différencier le niveau de la quote-part pour mieux refléter les différences de coûts de réseaux induits par certains gisements, sans pour autant remettre en cause le principe général de mutualisation des coûts de création des S3REnR.

RTE propose, sur la base des travaux du SDDR et pour éclairer les parties prenantes sur les leviers d'optimisation locale possibles, en fonction des différentes ambitions de production EnR envisageables, d'aller plus loin, en présentant lors de la définition des S3REnR, dans chaque région :

- un éclairage sur l'impact sur le réseau des différentes hypothèses de volume à raccorder dans le cadre du schéma et de localisation proposées par les parties prenantes ;
- un scénario d'adaptation du réseau à moindre coût permettant d'accueillir le gisement retenu selon la localisation des parties prenantes.

Enfin, les producteurs et les gestionnaires de réseau ont engagé un travail commun visant à rendre les hypothèses de localisation des gisements plus robustes, permettant ainsi une meilleure définition des stratégies d'adaptation et de création de postes source et des arbitrages entre les coûts du réseau et le développement des énergies renouvelables encore plus pertinents. RTE étudie le développement d'un outil de collecte à cet effet, et participe à une étude prospective sur l'identification des gisements à long terme menée par l'ADEME, dont le principe a été convenu dans le cadre de la concertation lancée

par RTE sur l'élaboration du SDDR. Enfin, RTE développe un outil de publication des contraintes (voir chapitre 9) et articule des principes pour optimiser le fonctionnement des S3REnR (voir chapitre 12).

Ces leviers d'optimisation, accessibles quelle que soit la répartition générale des énergies renouvelables entre les régions, devrait favoriser une maîtrise des coûts globaux de la transition énergétique, en permettant sur chaque territoire l'accueil des énergies renouvelables aux endroits les plus pertinents pour la production et le réseau.

Les opportunités de repowering n'ont que peu d'effets sur les adaptations du réseau

Le *repowering* consiste, pour les installations éoliennes en « fin de vie », à reconstruire de nouveaux équipements en augmentant leur puissance. Aujourd'hui peu impactant, compte tenu de la jeunesse du parc éolien en France, il va constituer un enjeu croissant au cours des prochaines années et peut contribuer à l'atteinte des objectifs de la PPE en réduisant le nombre de mâts à construire. Le projet de PPE inclut ainsi des mesures spécifiques visant à faciliter les projets de renouvellement des installations éoliennes et leur participation aux appels d'offres. Le *repowering* aura pour effet de concentrer une partie du gisement futur sur des postes électriques auxquels la production éolienne est déjà raccordée. L'objectif de cette variante est d'évaluer les conséquences de cette concentration par rapport au scénario de référence.

En considérant une durée de vie des premières installations éoliennes de 20 ans, la puissance concernée par le *repowering* à 2035 correspond à la puissance éolienne installée avant 2015 soit 10,2 GW. Les nouveaux aérogénérateurs étant de plus grande envergure, il est possible de concentrer davantage de puissance sur un nombre de mâts donné, et donc également de réduire le nombre de mâts par parc. L'augmentation de puissance des parcs n'est donc pas proportionnelle à celle des aérogénérateurs.

L'évolution des règles environnementales concernant les parcs éoliens aura également une incidence forte sur les modalités de *repowering* des parcs existants (proximité des habitations, radars civils ou militaires, zones protégées…). Cette évolution ne pouvant être tenue pour acquise, une hypothèse conservatrice a été retenue : la variante de localisation C retient une hausse de 10 % de la puissance installée par parc existant. En cas d'augmentation supérieure à ce seuil, le raccordement existant serait vraisemblablement insuffisant et pourrait être en conséquence relocalisé sur un poste différent. Dans ces conditions, la variante C considère que le *repowering* conduit à une augmentation de la puissance installée des parcs construits avant 2015 de 1 GW environ à l'échelle nationale.

Par rapport au scénario de référence où seule la construction de nouveaux parcs a été étudiée, le *repowering* conduit à une relocalisation de la production renouvelable davantage concentrée sur les postes où les éoliennes étaient installées avant 2015[10]. Cette relocalisation n'a qu'un effet marginal sur les besoins d'adaptation du réseau, de l'ordre 1,5 % des dépenses d'adaptation sur la période 2021-2035. Ceci s'explique par le fait que l'augmentation de la puissance reste faible au regard de la production supplémentaire à accueillir par le réseau. D'autre part, le réseau permettant l'évacuation des parcs installés avant 2017 a été dimensionné avec des marges plus importantes que celles des parcs actuellement en développement. En mettant en œuvre les solutions flexibles (automates et DLR notamment), une partie de la hausse de la production devrait pouvoir être accueillie sans investissement supplémentaire.

10. Le *repowering* n'a pas d'impact sur les objectifs de développement des énergies renouvelables prévus dans la PPE.



11

L'AUTOCONSOMMATION ET LES MODALITÉS DE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE

11. L'AUTOCONSOMMATION ET LES MODALITÉS DE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE : DES ENJEUX LIMITÉS À METTRE EN PERSPECTIVE AVEC CEUX DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

La réflexion sur l'avenir du système électrique oppose parfois les notions de « système centralisé » et « système décentralisé ». Schématiquement, cette dichotomie distingue un monde construit autour de grandes unités de production et d'un réseau très développé pour acheminer de l'électricité vers les centres de consommation, à un univers où la production serait répartie de manière diffuse au sein du territoire, et assurée par des unités de faible puissance unitaire (une éolienne a une puissance de l'ordre de 3 MW, un panneau solaire de 1 kW pour une surface de 10 m²). Pour certains, ce second monde conduirait spontanément à des équilibres locaux, et donc à terme à un moindre besoin de réseau.

Afin d'éclairer ce débat, le SDDR contient une étude approfondie sur les conséquences pour le réseau de transport d'électricité du développement de l'autoproduction *via* le recours massif au solaire sur toiture. L'autoproduction/autoconsommation constitue en effet une forme de « décentralisation », puisqu'elle vise à faire mieux correspondre la production et la consommation à l'échelle d'un site (autoconsommation individuelle) ou d'un ensemble de sites (autoconsommation collective).

Pour cela, le SDDR prolonge l'étude engagée dans le Bilan prévisionnel 2017, qui comportait un chapitre dédié à l'autoconsommation pour le secteur résidentiel individuel. Les études ont désormais été approfondies sur le plan économique et conduisent aujourd'hui à une réévaluation du gisement à la hausse en intégrant les perspectives sur le segment résidentiel collectif, mais aussi sur les segments tertiaire et industriel. Le volume techniquement accessible et qui pourrait être à terme économiquement pertinent pour les consommateurs est désormais estimé à environ 40 GW de puissance crête installée.

Cette étude permet de comparer plusieurs scénarios de développement du photovoltaïque différents (développement massif au détriment ou en complément aux centrales solaires au sol, développement anecdotique, avec ou sans pilotage de la demande et développement du stockage diffus) et d'évaluer leurs conséquences sur le système. Cette comparaison se base sur une méthode affinée et précisée depuis le dernier Bilan prévisionnel, qui repose sur l'évaluation du coût des scénarios mais aussi sur l'utilisation d'autres indicateurs (emprise au sol, etc.). Ceci permet 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 économiciste dans laquelle seul le critère de minimisation du coût l'emporterait.

Cette étude conduit à différencier d'une part l'autoconsommation à proprement parler (c'est-à-dire la volonté de faire correspondre une production locale à une consommation locale) et d'autre part les formes de développement du solaire (sur toiture en zones résidentielles ou au sol).

1) Dans l'ensemble, l'analyse montre que le développement de l'autoconsommation, en tant que tel, et toutes choses étant égales par ailleurs, n'est pas un facteur de nature à modifier les perspectives de développement du réseau de transport d'électricité (l'impact sur le réseau de distribution ne fait pas l'objet d'analyses dans le cadre du SDDR).

Le fait que de nombreux foyers ou entreprises se mettent à produire une partie de l'électricité qu'elle consomme ne modifie pas au premier ordre les flux sur le réseau de transport, dans la mesure où ces sites demeurent connectés au réseau avec la volonté de pouvoir soutirer à tout moment.

Les quantités d'électricité concernées, même avec un fort développement du solaire, demeurent de plus relativement faibles (6 % de l'électricité produite en France à l'horizon 2035 dans le scénario PPE en considérant que la moitié de la production solaire est autoconsommée), et montrent que le système électrique demeurera à cette échéance principalement concerné par une logique de transfert d'électricité des lieux de production vers les lieux de consommation.

2) En revanche, le développement de l'autoconsommation photovoltaïque, s'il se réalise au détriment de grandes fermes solaires au sol, conduira une plus grande partie de la production solaire à être localisée dans les centres urbains, plutôt que dans des zones rurales disposant des réserves foncières nécessaires pour accueillir de grandes installations solaires.

Il est donc de nature à réduire le besoin de développement de nouveaux ouvrages de transport d'électricité dans ces zones. Parce qu'il signifie une localisation différente de la production solaire, centrée autour des zones urbaines au réseau souvent suffisamment dense, le développement de l'autoconsommation en substitution des fermes photovoltaïques au sol apparaît donc alors comme un facteur de réduction des besoins d'adaptation du réseau de transport.

3) L'enjeu économique associé pour le réseau public de transport est de second ordre par rapport à celui portant sur la production ou aux enjeux d'aménagement du territoire associés.

Le développement du solaire sur toiture conduit à une augmentation du coût du système (les économies d'adaptation du réseau sont largement compensées par la hausse des coûts d'investissements due à l'installation de petits panneaux sur les toitures par rapport au développement de grandes fermes au sol qui bénéficient d'économies d'échelle importantes).

En revanche, il conduit à une moindre emprise au sol.

11.1 Le développement de l'autoconsommation et des circuits courts constitue un phénomène nouveau à prendre en compte dans le mix de production électrique

L'autoconsommation apparaît comme un des sujets de débat pour l'évolution du mix électrique

La baisse des coûts des panneaux photovoltaïques observée au cours des dernières années et la mise en œuvre d'un cadre économique dédié aux opérations d'autoconsommation ont conduit à un plus grand intérêt des consommateurs pour ce type d'installations, qui leur permet de s'approvisionner directement avec de la production d'électricité locale d'origine photovoltaïque. Pour certains consommateurs, il devient en effet économiquement plus intéressant de produire une partie de leur électricité plutôt que de s'approvisionner en totalité sur le réseau national (*via* les offres proposées par les fournisseurs sur le marché de détail). Si l'autoconsommation photovoltaïque reste encore marginale aujourd'hui – elle concerne environ 45000 consommateurs et représente 0,13 GW sur les 5 GW de photovoltaïque sur toiture – elle pourrait se développer fortement dans les années à venir à la faveur d'une baisse continue des coûts des énergies renouvelables et en cas de hausse des prix de l'électricité.

L'intérêt pour ce nouveau mode de consommation est en outre renforcé par un engouement de plus en plus fort de certains consommateurs (particuliers, collectivités ou entreprises) pour des circuits d'approvisionnement dits courts. Ces circuits courts peuvent s'organiser à l'échelle d'un foyer ou d'une entreprise (autoconsommation individuelle), mais également à l'échelle de petites communautés énergétiques partageant une production d'électricité locale (autoconsommation collective). Favorisant la consommation d'une ressource locale, les circuits courts sont perçus par un nombre croissant de citoyens comme intrinsèquement favorables à l'environnement, notamment par analogie avec d'autres ressources et biens de consommation dont le transport longue distance conduit à des impacts environnementaux avérés (transport aérien ou routier pouvant induire des émissions de CO_2 importantes). **S'agissant de l'électricité, l'autoconsommation et les circuits courts sont considérés comme étant susceptibles de favoriser le développement des énergies renouvelables tout en réduisant les pertes électriques et les besoins d'infrastructures de réseau.** Pour certains acteurs du débat, le développement de l'autoconsommation et la décentralisation du système électrique, qui sont désormais enclenchés, pourrait réduire l'utilisation des réseaux électriques, et conduire à des économies sur ce poste.

Pour d'autres, à l'opposé, l'autoconsommation ne modifie en rien le dimensionnement des réseaux, la garantie exigée par les consommateurs étant toujours la même : pouvoir soutirer du réseau une puissance définie. L'autoconsommation a toutefois comme conséquence une diminution des redevances dues pour l'utilisation de l'infrastructure de réseau et une diminution des taxes perçues par l'État (en l'état, les autoconsommateurs payent moins de TURPE et de CSPE). **L'impact réel du développement de l'autoconsommation sur les besoins de réseau reste toutefois peu documenté à ce jour.** La consultation publique menée par la CRE en 2017-2018 sur la construction d'un TURPE spécifique pour les autoconsommateurs illustre cet état du débat. Dans sa délibération du 3 mai 2018 sur la tarification de l'autoconsommation[1], la CRE a proposé d'introduire une nouvelle formule tarifaire d'acheminement, optionnelle, à destination des

1. CRE, 2018, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation, et projet de modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT*

utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective afin de tenir compte d'effets différenciés de ce mode de consommation sur la répartition des flux sur le réseau. Dans ce cadre, la CRE a également noté le manque d'éléments quantifiés sur ce sujet : *« Aucune étude portée à la connaissance de la CRE n'a à ce jour analysé et quantifié précisément les éventuels bénéfices ou risques de l'autoconsommation pour les réseaux. »*

Le développement de l'autoconsommation et des circuits courts fait aujourd'hui l'objet de politiques publiques à l'échelle nationale mais aussi européenne. Plusieurs textes législatifs[2] et réglementaires[3] parus en 2016 et 2017 ont ainsi permis de donner un cadre juridique aux projets d'autoconsommation individuelle et collective en France. Au niveau européen, le 4e paquet énergie *(Clean Energy Package)* adopté début 2019 prévoit la création d'un cadre juridique pour favoriser l'essor de « communautés énergétiques citoyennes ». Les mesures relatives à ces communautés énergétiques citoyennes doivent être transposées en droit français dans les prochains mois.

Plus récemment, le projet de PPE publié par le Gouvernement au début de l'année 2019 contient des objectifs spécifiques sur le développement des différents types d'installations photovoltaïques. Il prévoit ainsi que l'accélération du développement de la filière photovoltaïque passe en large partie par des fermes au sol (pour environ 60 % des installations) bénéficiant de coûts unitaires plus faibles du fait des économies d'échelle, mais également par des installations sur toitures (40 % des futures installations), afin de préserver les espaces boisés et agricoles, de minimiser les impacts environnementaux des installations (biodiversité, conflit d'occupation et artificialisation des sols...) et de favoriser leur acceptabilité. Les règles d'implantation des centrales au sol actuellement en vigueur favorisent dès aujourd'hui l'implantation sur sites dégradés (installations de stockage de déchets, friches industrielles). L'ADEME estime par ailleurs que ces zones délaissées et artificialisées représentent un potentiel technique de plus de 50 GWc de capacités photovoltaïques (ce potentiel ne prend pas en compte d'éventuelles contraintes d'implantation sur ces sites).

L'ensemble de ces réflexions montre que le développement des installations photovoltaïques sur toiture (en autoconsommation ou non) pourra aussi être guidé par des choix collectifs et des politiques publiques visant à limiter d'éventuels impacts environnementaux et l'emprise au sol des énergies renouvelables ou à encourager les technologies les plus pertinentes sur le plan économique.

Le projet de PPE inclut en complément des mesures spécifiques pour favoriser le développement de l'autoconsommation : maintien d'un objectif de 350 MW par an pour les installations sur petites et moyennes toitures (*via* un système de guichet ouvert en orientant les projets vers l'autoconsommation, ouverture de nouvelles possibilités de financement (notamment *via* un tiers investisseur), élargissement de la capacité maximale des installations éligibles aux appels d'offres autoconsommation, élargissement de la maille géographique pour les projets d'autoconsommation collective (mesure mise en place dans le cadre de la loi Pacte). Il contient également un objectif chiffré sur le nombre de sites en autoconsommation, fixé entre 65 000 et 100 000 sites à l'horizon 2023. Cet objectif devrait être rapidement atteint au vu du développement rapide de ce mode de production : au 31 mars 2019, plus de 45 000 sites étaient en autoconsommation d'après Enedis (contre seulement 10 000 deux ans plus tôt).

Le SDDR inclut pour la première fois une analyse détaillée sur l'impact du développement de l'autoconsommation sur les besoins d'infrastructures de réseau

Pour prendre en compte l'effet de ces nouveaux modes de consommation sur l'évolution du système électrique, RTE intègre désormais

2. Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité
3. Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du Code de l'énergie
4. ADEME, 2019, *Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques*

systématiquement le développement de l'autoconsommation dans ses différentes publications. Les analyses produites par RTE ne visent pas à apporter des préconisations sur le développement des différentes filières, ces décisions relevant de choix publics et d'enjeux économiques, environnementaux et sociétaux plus larges que le seul équilibre du système électrique. En revanche, elles permettent d'éclairer le débat et les politiques publiques sur l'énergie, en explicitant les impacts et les enjeux à l'échelle du système électrique, associés à différents scénarios d'évolution du mix.

Le Bilan prévisionnel publié en 2017 contenait ainsi un volet spécifique sur l'autoconsommation dans le secteur résidentiel individuel. Cette analyse constituait une première évaluation détaillée sur le potentiel de développement de l'autoconsommation dans les différents scénarios de transition énergétique, se basant sur l'intérêt individuel des consommateurs. Les décisions des consommateurs individuels sont en effet basées sur les signaux économiques auxquels ils sont exposés : ces signaux dépendent notamment du cadre de régulation, et sont en partie distincts de ceux qui orientent les décisions d'acteurs de marché « centralisés » (sensibles aux signaux de prix de marché, non assujettis à certaines taxes, etc.). L'analyse réalisée dans le Bilan prévisionnel présentait ainsi un potentiel de capacités solaires en autoconsommation individuelle pouvant atteindre de l'ordre de 10 à 20 GW à l'horizon 2035 sur le seul secteur résidentiel. Elle mettait également en évidence des effets redistributifs pouvant devenir importants dans l'hypothèse où le cadre tarifaire serait inchangé.

De même, le rapport sur la mobilité électrique[5] publié par RTE en mai 2019 contient des analyses spécifiques sur les enjeux économiques du pilotage de la recharge des véhicules électriques couplé à des modèles d'autoconsommation locale. Ces analyses ont mis en évidence les synergies entre le développement de l'autoconsommation et d'une optimisation de la recharge du véhicule pour certains foyers.

Les analyses sur l'autoconsommation présentées dans ces différentes publications sont prolongées dans le cadre du nouveau SDDR, avec une évaluation détaillée des enjeux à l'échelle du réseau de transport d'électricité. Il s'agit de tenir compte des nouvelles dynamiques de production et de consommation à l'échelle locale dans le dimensionnement de l'infrastructure de réseau. L'étude des impacts de l'autoconsommation sur le réseau constitue également une demande récurrente des parties prenantes au cours de la consultation publique menée en 2018 par RTE, en amont de l'élaboration du SDDR.

Les analyses du SDDR portent sur différents « mondes » possibles qui sont caractérisés par des trajectoires contrastées en matière de développement de l'autoconsommation.

Par rapport au Bilan prévisionnel 2017, les études sont élargies à l'ensemble des secteurs et tous les scénarios intègrent désormais un développement plus ou moins important des différentes formes d'autoconsommation : autoconsommation individuelle et collective, sur l'ensemble des secteurs (résidentiels, tertiaires, industriels), avec ou sans dispositifs de stockage, avec ou sans dispositifs de flexibilité sur la consommation...

En revanche, les analyses réalisées n'intègrent pas de scénario dans lequel une grande partie des consommateurs serait déconnectée du réseau national. En effet, hors cas spécifique de sites très éloignés du réseau électrique national, les consommateurs ont *a priori* intérêt à conserver une connexion au système, afin de bénéficier d'une bonne stabilité de la fréquence du signal électrique (qui est partagée à la maille européenne). L'exploitation du système et l'équilibre offre-demande restent donc gérés à la maille nationale, et non *via* une gestion locale et indépendante de certaines zones du territoire.

5. RTE, 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique

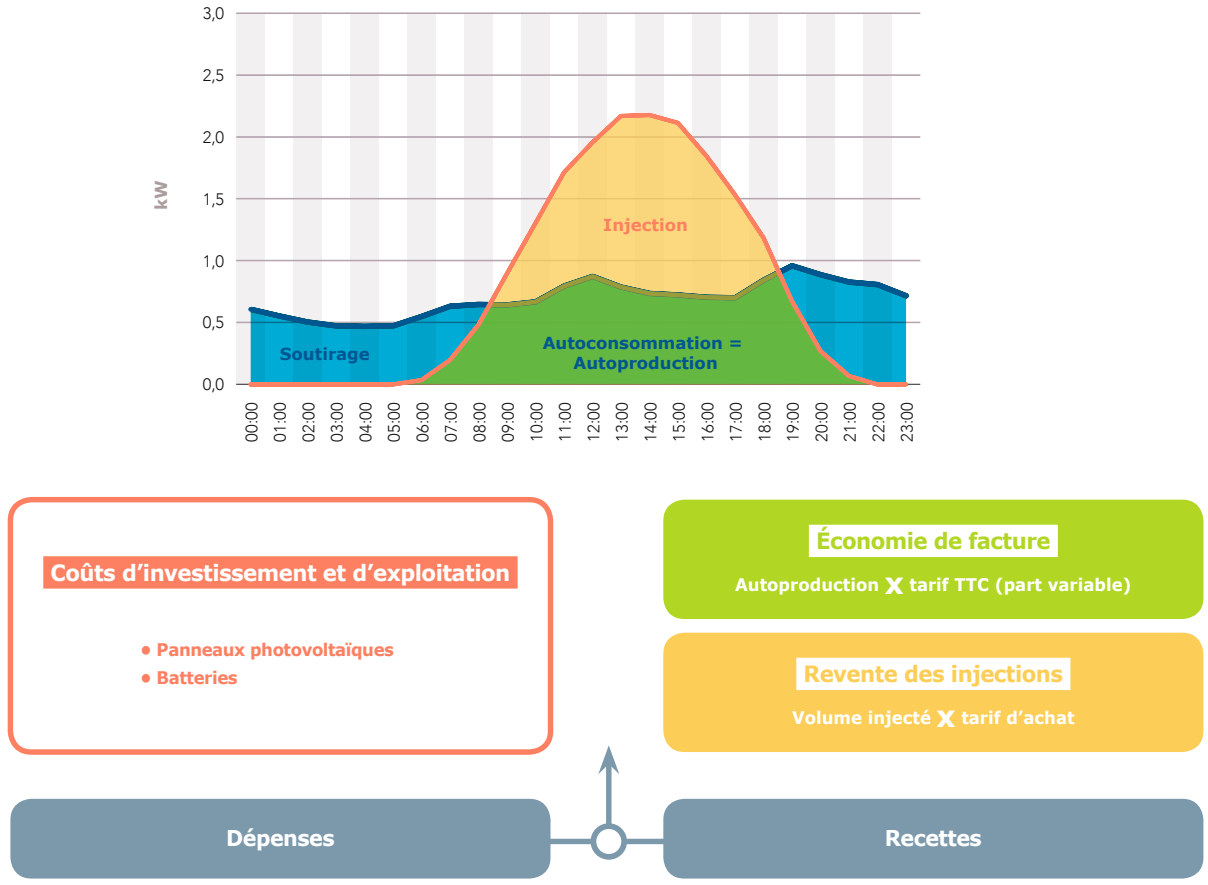
11.2 Un gisement technico-économique réévalué et pouvant atteindre jusqu'à 40 GW à l'horizon 2035

Une évaluation du potentiel de développement basée sur l'intérêt individuel des consommateurs

Les motivations pour l'installation de solutions d'autoconsommation peuvent être d'ordre économique (produire sa propre électricité et éviter de consommer une électricité dont le prix est potentiellement croissant), mais également éthiques et sociales (appétence pour les « circuits courts » et la maîtrise de l'origine de l'électricité consommée).

Le Bilan prévisionnel 2017 a mis en place une méthodologie d'analyse du développement de l'autoconsommation intégrant ces différentes composantes. Sur le plan économique, l'analyse se base ainsi sur un critère de rentabilité en comparant les gains associés à l'opération d'autoconsommation (coût évité de l'énergie toutes taxes comprises et intégrant les coûts de réseau, pour la partie de l'énergie qui est autoconsommée + revente des surplus de production) aux coûts de l'installation des panneaux photovoltaïques et des éventuelles batteries. Sur le plan sociétal, l'analyse intègre la possibilité

Figure 11.1 Intérêt économique vu du consommateur/producteur

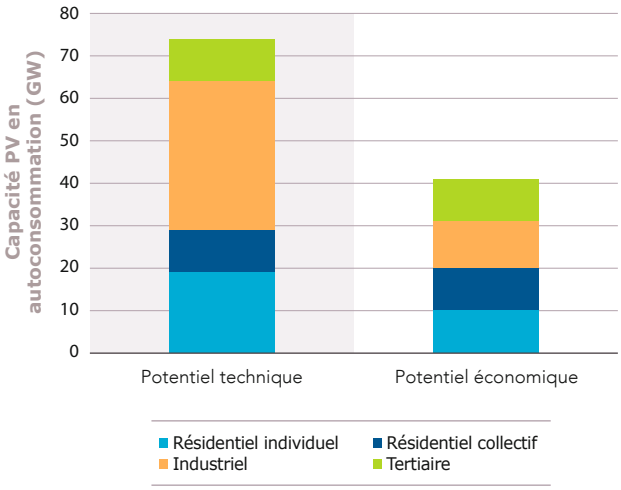


que certains autoconsommateurs (principalement dans le secteur résidentiel) visent en premier lieu à maximiser leur «autonomie» vis-à-vis du système (i.e. leur taux d'autoconsommation) sous condition de budget, c'est-à-dire que cette stratégie n'augmente pas (ou pas trop) leur facture énergétique.

Une nouvelle évaluation du potentiel de développement élargie à l'ensemble des secteurs

Dans le Bilan prévisionnel 2017, l'étude de l'autoconsommation était ciblée sur le seul segment de l'autoconsommation individuelle dans le secteur résidentiel. Les études ont montré qu'un équipement généralisé de panneaux photovoltaïques pour les habitations présentant des conditions favorables (propriétaires de maisons individuelles et disposant de toitures suffisamment bien exposées) pouvait représenter un intérêt économique pour plusieurs millions de foyers d'ici une quinzaine d'années aboutissant à l'installation de 10 GW de panneaux photovoltaïques sur toiture.

Figure 11.2 Gisement technique et économique de l'autoconsommation pour le scénario *Ampère* en 2035 avec un cadre de régulation inchangé



Pour l'établissement du SDDR, ces études ont été complétées en intégrant les secteurs résidentiel collectif, industriel et tertiaire. Egalement fondées sur une prise en compte de l'intérêt économique vu des consommateurs, ces estimations aboutissent à un développement global (incluant le secteur résidentiel individuel) pouvant atteindre 40 GW de photovoltaïque en autoconsommation à l'horizon 2035. Dans le détail :

- dans le logement collectif, la consommation étant quasiment à chaque instant supérieure à la production photovoltaïque qu'il est techniquement possible d'installer sur les toitures, l'optimum économique pour les autoconsommateurs serait d'équiper la totalité des immeubles résidentiels, pour un potentiel total évalué à environ 10 GW. De telles installations présentent toutefois aujourd'hui des difficultés contractuelles pour la définition des conditions de partage des équipements et de l'énergie produite au sein des syndics de copropriété et un modèle économique incertain ;
- dans le secteur industriel, un potentiel de 9 GW est envisagé à l'horizon 2035. Du fait de la présence de larges toitures pouvant accueillir des installations photovoltaïques importantes, le gisement technique de ce secteur est élevé et pourrait représenter près de 35 GW. Toutefois, l'intérêt économique pour les consommateurs industriels est moindre, compte-tenu des tarifs plus faibles dont ils bénéficient[6]. Dans ces conditions, les temps de retour sur investissement peuvent être trop longs pour ce secteur (plus de 10 ans).
- enfin, un potentiel de 10 GW dans le segment tertiaire est également envisageable, en particulier avec l'équipement des centres commerciaux bénéficiant de larges toitures et ombrières sur lesquelles les panneaux photovoltaïques peuvent être facilement installés.

Ces estimations sur le potentiel de développement de l'autoconsommation ne constituent cependant pas des certitudes sur les gisements qui émergeront réellement. Le gisement de 40 GW identifié ci-dessus permet de construire un scénario haut. Un tel scénario signifie, d'une

6. En effet, les industriels sont aujourd'hui exemptés de certaines taxes comme la TCFE, la TVA et dans certains cas d'une part de la TICFE.

part, une forte inflexion du rythme de raccordement de la production solaire et, d'autre part, que la quasi-totalité des capacités prévues par la PPE sont installées sur toitures et non au sol.

En pratique, le développement de l'autoconsommation d'ici 2035 dépendra de nombreux facteurs : (i) la réalité de la baisse du coût des panneaux solaires et éventuellement du stockage individuel, (ii) l'évolution des tarifs TTC de l'électricité, qui dépendent eux-mêmes des prix de l'électricité, de la tarification du réseau ainsi que du niveau de taxes, (iii) l'appétence sociale qui peut conduire à un développement de l'autoconsommation au-delà de l'intérêt économique des autoconsommateurs, (iv) les freins contractuels notamment dans les logements collectifs et le secteur tertiaire (v) la capacité des consommateurs à financer l'investissement initial dans les panneaux solaires, (vi) la capacité industrielle de la filière photovoltaïque à répondre à une forte demande d'installations et (vii) l'évolution des systèmes de soutien spécifiques aux opérations d'autoconsommation.

Plusieurs trajectoires contrastées doivent donc être envisagées.

11.3 Une étude détaillée de scénarios contrastés pour le développement de l'autoconsommation

Plusieurs scénarios contrastés de développement de l'autoconsommation sont étudiés

Les incertitudes sur le développement réel de l'autoconsommation photovoltaïque au cours des prochaines années font apparaître des « futurs possibles » très différenciés pour l'autoconsommation. Afin d'éclairer les enjeux en matière de dimensionnement du réseau de transport, RTE a construit plusieurs scénarios volontairement contrastés de manière à illustrer la sensibilité autour du scénario central. Les études ont été menées sur le scénario *Ampère* mais sont aussi applicables à celui de la PPE :

- **Scénario central :**

Dans ce scénario, le développement du solaire se développe à la fois *via* de grandes fermes au sol et un développement plus diffus (les 48 GW du scénario *Ampère* se divisent alors entre 23 GW sur toiture et 25 GW au sol, ce qui correspond à des ratios proches de ceux envisagés dans la PPE).

- **Variante 1 :** *l'autoconsommation se développe de manière marginale*

Dans cette variante, les objectifs d'installation de production solaire du scénario *Ampère* sont atteints *via* l'installation de grandes centrales photovoltaïques au sol. En revanche, les consommateurs ne s'équipent pas en panneaux solaires sur toiture. Un tel scénario peut émerger dans un contexte où les niveaux des tarifs TTC de l'électricité restent faibles, réduisant ainsi l'intérêt économique de l'installation de dispositifs d'autoconsommation, et/ou dans un contexte de faible appétence sociétale pour ce type de production. Dans ce scénario, l'implantation de grandes fermes au sol induit une occupation importante des sols en zone rurale.

- **Variante 2 :** *l'autoconsommation se développe massivement en substitution aux centrales solaires au sol*

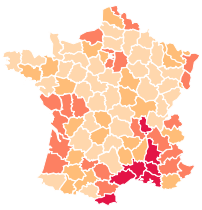
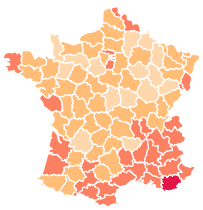
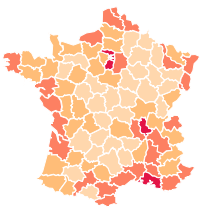
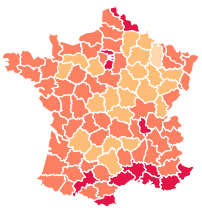
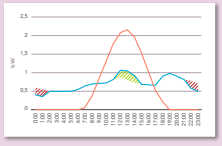
Dans ce scénario, les objectifs du scénario *Ampère* pour la production solaire sont atteints principalement *via* l'autoconsommation, qui n'est pas nécessairement la solution la moins chère mais qui est plus facile à déployer et qui a potentiellement moins d'impacts environnementaux. Le photovoltaïque sur toiture se développe à hauteur de 40 GW correspondant au gisement technico-économique possible à l'horizon 2035 identifié précédemment. Ce développement se fait au détriment des projets de centrales de production photovoltaïque au sol, qui apparaissent plus difficiles à déployer, par exemple du fait d'oppositions locales à l'occupation des terres pour ce type d'usage, ou à cause de délais de procédures administratives et de construction importants. L'installation massive de panneaux solaires sur toiture réduit alors la pertinence économique du photovoltaïque au sol qui finalement ne se développe pas. Les surfaces artificialisées sont dans ce cas très limitées (six fois moins importantes que dans le scénario sans autoconsommation). L'étude de ce scénario est déclinée en différentes variantes portant sur le développement du stockage diffus et son mode d'utilisation.

- **Variante 3 :** *l'autoconsommation se développe massivement en addition aux centrales solaires au sol*

Dans ce scénario, le gisement économique de 40 GW d'autoconsommation se développe en addition aux centrales au sol. Cette situation peut apparaître si les deux filières répondent à des incitations distinctes : le photovoltaïque au sol se développe grâce aux appels d'offre pilotés par l'État tandis que l'autoconsommation se développe de manière indépendante et diffuse du fait de l'appétence sociale pour ce type de production. Ce scénario conduit à dépasser très largement les objectifs de production solaire du scénario *Ampère*. En théorie, les mécanismes de bouclage à l'œuvre dans le système électrique devraient rendre une telle situation difficilement soutenable. Le développement massif de capacités photovoltaïques conduit à une baisse des prix sur le marché de l'énergie autour de midi du fait de la surabondance de l'offre, la baisse de la rémunération induite[7] réduit en retour la pertinence d'investir dans de nouvelles capacités.

7. Ce raisonnement est valable pour un acteur privé ou pour les pouvoirs publics pour lesquels une baisse des prix de marché conduit à une hausse du complément de rémunération à verser au producteur.

Figure 11.3 Variantes de développement de l'autoconsommation et du stockage diffus étudiées (scénario *Ampère* 2035)

		Scénario de référence – *Ampère* – Développement intermédiaire de l'autoconsommation	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation *en substitution* du PV au sol	3 Développement massif de l'autoconsommation *en addition* au PV au sol
Production	**Puissance installée solaire**	48 GW	48 GW	48 GW	83 GW
	Répartition entre PV au sol et PV sur toiture				
	Surface utilisée	Équivalent de la surface de **0,7 terrain de football par commune** dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de **1,3 terrain de football par commune** dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de **0,2 terrain de football par commune** dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de **1,3 terrain de football par commune** dédié au PV au sol 
	Répartition de la localisation du PV à l'échelle nationale Fondée sur les gisements techniques et économiques (bases de données Corine Land Cover et INSEE)	Localisation du PV à la fois **en zones urbaines et rurales** 	Localisation du PV essentiellement **en zones rurales** 	Localisation du PV essentiellement **en zones urbaines** 	Localisation du PV à la fois **en zones urbaines et rurales** 
Pilotage de la demande	Stockage stationnaire	Développement marginal	Développement marginal	**Scénario de référence :** développement marginal **3 variantes** avec un développement massif du stockage diffus : **Capacité installée : 7,7 GWh** **3 pilotages étudiés** Favorable au réseau Favorable au parc de production (maximisation des revenus sur les marchés de l'énergie) Pilotage par défaut sous la réglementation actuelle (maximisation de l'énergie autoconsommée)	Développement marginal
	Eau chaude sanitaire	**Énergie journalière moyenne déplacée : 2,2 GWh** **Placement de l'eau chaude sanitaire sur la période méridienne** 			

L'autoconsommation modifie les flux énergétiques géographiquement et temporellement

Dans le SDDR, c'est la différence de localisation entre ces variantes qui importe. Contrairement aux grandes centrales au sol qui se développent principalement en milieu rural, la production photovoltaïque sur toiture des autoconsommateurs est principalement localisée dans les zones urbaines.

Alors que la localisation de la production est répartie de manière relativement homogène entre les départements à dominante urbaine et les départements ruraux dans le scénario sans autoconsommation, un transfert vers les métropoles s'opère dans le scénario avec autoconsommation en substitution. Le rapprochement de la production vers les zones de consommation s'effectue à l'échelle nationale comme à l'échelle locale. Le scénario où l'autoconsommation se développe en addition est

Figure 11.4 Répartition de la production solaire au niveau national et départemental en 2035 dans les trois variantes étudiées

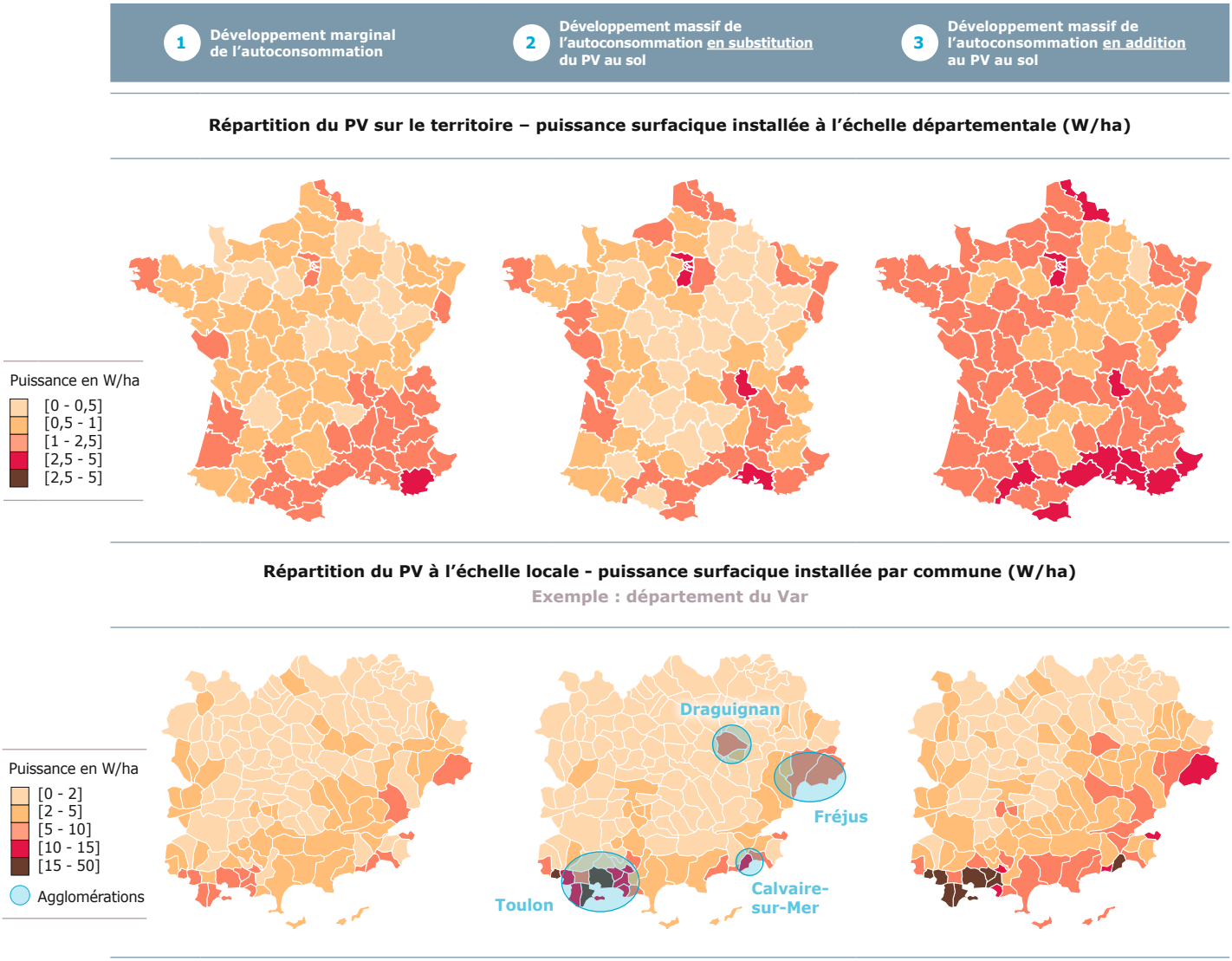
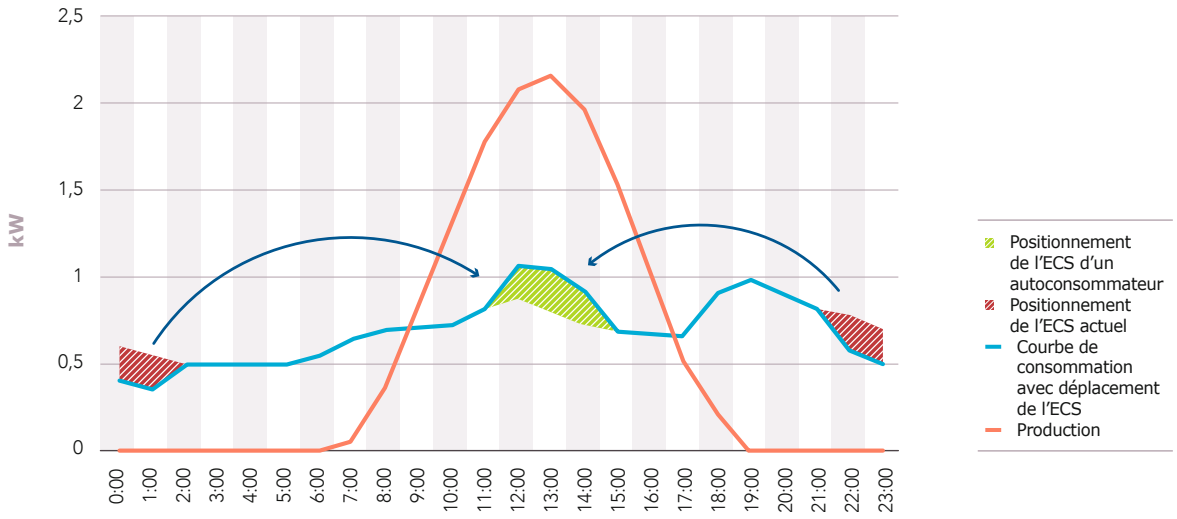


Figure 11.5 Modulation de la courbe de charge d'un consommateur par déplacement de l'usage «Eau Chaude Sanitaire»



marqué par une hausse globale de la production. Du fait de la présence de 40 GW d'autoconsommation, la production photovoltaïque reste, dans ce scénario, principalement située dans les zones urbaines.

Le développement de l'autoconsommation induit également une modification de la courbe de charge des consommateurs.

Les autoconsommateurs sont incités, par la tarification actuellement en vigueur, à maximiser le taux d'autoconsommation c'est-à-dire le volume d'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et consommée localement. Cette modulation de la courbe de charge peut passer par la modification des habitudes de consommation – déclenchement des appareils électroménagers à midi plutôt que la nuit – le pilotage de certains usages «flexibles» comme l'eau chaude sanitaire ou le véhicule électrique[8], par exemple *via* des asservissements tarifaires ou *via* des dispositifs de pilotage plus évolués. La maximisation du taux d'autoconsommation peut également conduire les consommateurs à installer des dispositifs de stockage de l'électricité *via* des batteries électrochimiques.

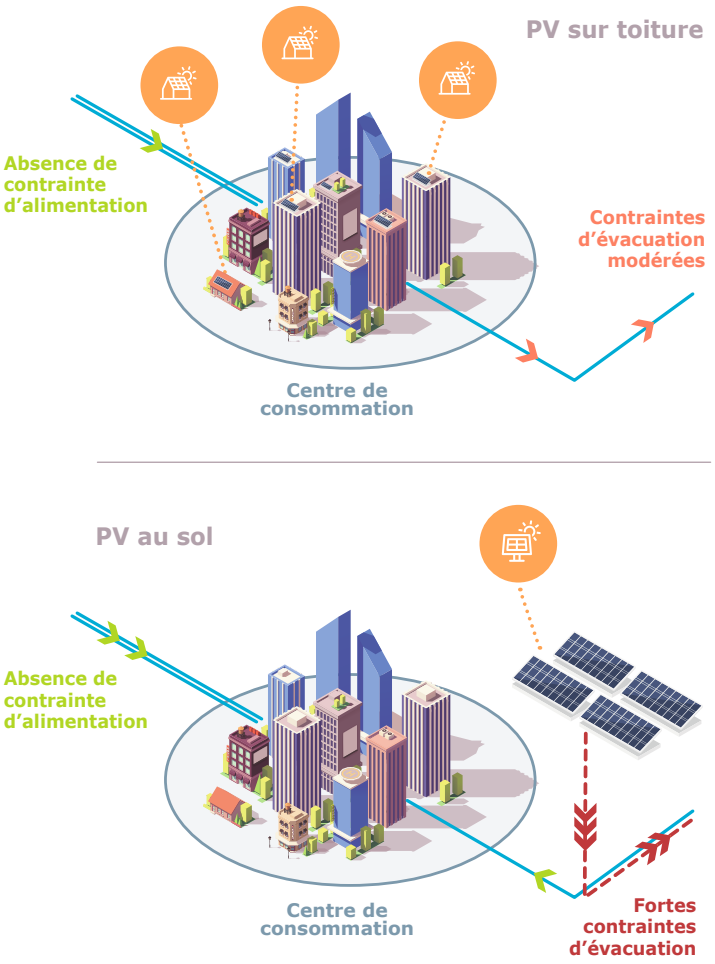
8. Le pilotage des véhicules électriques n'est pas pris en compte dans cette analyse de l'autoconsommation mais son impact est détaillé dans le chapitre 12 dédié aux incertitudes sur l'évolution du système électrique.

11.4 Le développement de l'autoconsommation favorise, sous certaines conditions, la maîtrise des besoins d'adaptation du réseau

Le développement du photovoltaïque sur toiture peut entraîner des contraintes d'évacuation de production mais en moyenne d'une moindre ampleur que celles induites par le photovoltaïque au sol

L'insertion de la production photovoltaïque sur toiture dans les centres de consommation permet d'accueillir une nouvelle production solaire en bénéficiant d'un réseau déjà existant dimensionné pour les besoins d'alimentation de ces centres de consommation.

Figure 11.6 Schéma illustratif de l'impact de la localisation de la production photovoltaïque sur les flux d'un réseau fictif



En revanche, le développement de la production solaire *via* des centrales au sol se situe principalement dans des zones rurales où le réseau est moins dense. **Ainsi, même si l'accueil de la production photovoltaïque sur toiture génère également des coûts d'adaptation sur les réseaux de répartition, ceux-ci sont réduits en moyenne de 70 % par rapport à l'accueil d'une production équivalente au sol.**

Bien que les toitures disponibles pour accueillir la production photovoltaïque se situent au sein des centres de consommation, l**e développement du photovoltaïque sur toiture ne permet pas de réduire significativement le besoin d'adaptation du réseau pour l'alimentation de ces centres de consommation.** D'une part, les besoins d'adaptation du réseau pour la gestion de contraintes d'alimentation sont réduits du fait d'une croissance de la consommation réservée à certaines zones urbaines ; sauf cas spécifique (par exemple en cas de croissance locale de la consommation autour d'une aire urbaine en développement), l'essor de l'autoconsommation ne permet donc pas de réduire les besoins d'adaptation du réseau pour contrainte d'alimentation. D'autre part, le profil de production du photovoltaïque ne permet pas de réduire significativement la puissance nette soutirée sur le réseau lors des heures les plus contraintes pour l'alimentation (notamment heures de pointe en hiver), même en tenant compte des éventuels déplacements de consommations « flexibles » (eau chaude sanitaire, véhicule électrique) que les autoconsommateurs pourraient mettre en œuvre.

L'impact de l'autoconsommation sur le réseau de transport est donc principalement dû à la localisation de la production photovoltaïque sur le territoire et non au fait même qu'il soit

autoconsommé. La modulation temporelle de la courbe de charge induite par la maximisation de l'autoproduction a un effet faible sur le dimensionnement du réseau de transport.

Les effets sur le réseau de transport dépendent de l'articulation entre le développement de l'autoconsommation et des autres productions renouvelables

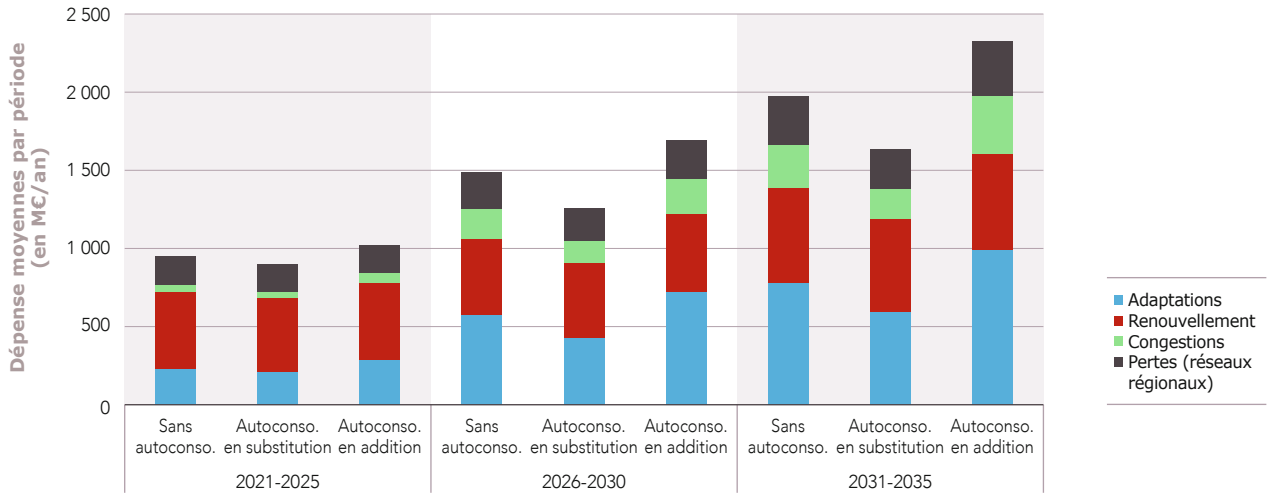
En bénéficiant du réseau existant, le développement du photovoltaïque sur toiture génère moins de contraintes que le photovoltaïque au sol. Par conséquent, **si le photovoltaïque sur toiture se développe en substitution au photovoltaïque au sol, des économies sont possibles sur les investissements pour l'adaptation du réseau :** celles-ci correspondent à la différence de coût d'intégration entre photovoltaïque sur toiture et photovoltaïque au sol.

Plus précisément, dans le cas de l'autoconsommation en substitution (variante 2), les dépenses d'investissement et d'exploitation sont alors réduits de l'ordre de 50 M€/an à l'horizon 2025 et 330 M€/an à l'horizon 2035 par rapport au cas sans autoconsommation (variante 1). L'essentiel de ces bénéfices provient de moindres besoins d'adaptation des réseaux de répartition – qui représentent 55 % des bénéfices totaux – et de la réduction des congestions – 25 % des bénéfices totaux. Les effets sur les besoins d'adaptation du réseau de grand transport, sur le renouvellement des réseaux de répartition et sur les pertes existent mais ne représentent pas l'essentiel des enjeux.

Ces analyses confirment l'importance de la localisation de la production renouvelable, étudiée au chapitre 10, sur les dépenses d'adaptation et d'exploitation du réseau. Lorsque les moyens de production renouvelable sont installés dans des zones où le réseau est peu développé (ce qui peut être le cas des parcs au sol), les dépenses d'adaptation du réseau sont plus élevées. Ces gains sur l'adaptation du réseau sont toutefois à mettre en perspective d'éventuels surcoûts de production et d'autres enjeux environnementaux (voir partie 11.6).

En revanche, le développement conjoint et massif du photovoltaïque au sol et du photovoltaïque sur toiture (variante 3 avec addition), conduit à augmenter les coûts du réseau. La hausse des dépenses d'investissement et d'exploitation par rapport au scénario sans

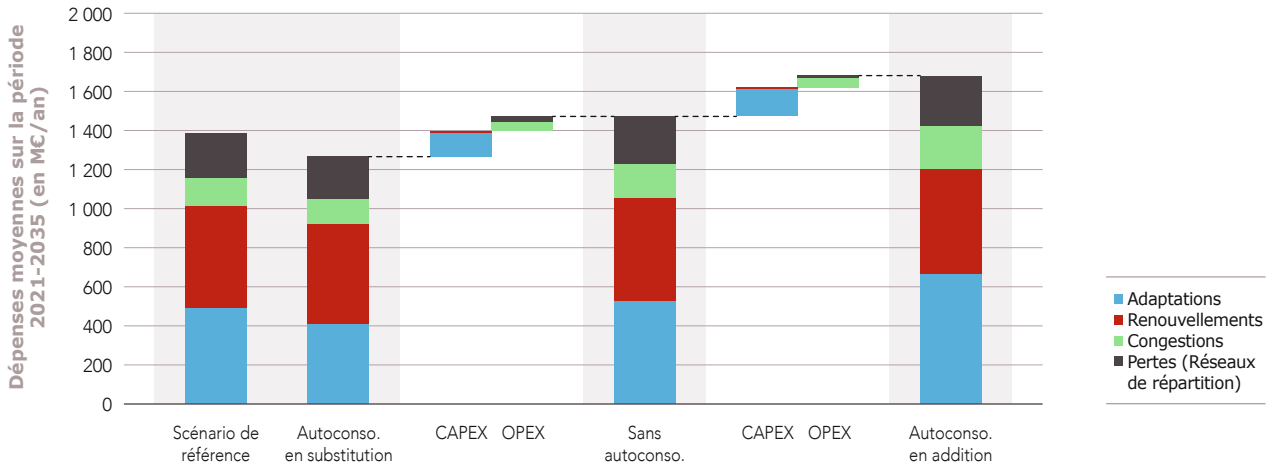
Figure 11.7 Évolution des dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau (hors raccordement et hybridation) sur la période 2021-2035 pour les trois scénarios de développement de l'autoconsommation étudiés



autoconsommation serait de l'ordre de 70 M€/an à l'horizon 2025 et 350 M€/an à l'horizon 2035. Ces surcoûts s'expliquent essentiellement par le développement globalement plus important des énergies renouvelables (40 GW de photovoltaïque de plus que dans les autres variantes). Ils soulignent toutefois que l'ajout de panneaux photovoltaïques sur toiture n'est pas en soi un facteur de réduction des coûts. C'est seulement lorsque leur déploiement se fait en substitution de moyens de production plus coûteux pour le réseau qu'ils réduisent les investissements.

Le scénario avec développement de l'autoconsommation en addition pose par ailleurs des questions d'équilibre entre production et consommation qui sortent du cadre de cette étude : l'introduction de 40 GW de production photovoltaïque supplémentaire en autoconsommation dans le scénario *Ampère* entraîne une hausse de la production globale installée et génère une baisse de 50 % du prix marginal de l'électricité pendant les périodes de production photovoltaïque. Autrement dit, l'équilibre économique interne des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 (qui avait été systématiquement testé) n'est alors plus assuré dans les scénarios «avec addition». Cette sensibilité des prix de l'électricité au cadrage des scénarios avait d'ailleurs été mis en évidence dans les analyses complémentaires sur les exports d'électricité[9] publiées par RTE en octobre 2018.

Figure 11.8 Représentation synthétique de l'impact moyen du développement de l'autoconsommation sur les dépenses d'investissement et d'exploitation sur la période 2021-2035



9. RTE, 2018, Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

11.5 Associé à l'autoconsommation, le développement du stockage diffus a un impact limité sur les besoins de réseau

Le stockage diffus peut accompagner le développement de l'autoconsommation photovoltaïque en permettant de maximiser la consommation de l'énergie produite localement.

Le développement du stockage diffus peut résulter d'un pur arbitrage économique entre le coût d'installation de la batterie et l'économie réalisée par le consommateur grâce au surplus d'énergie autoconsommée. Il peut également résulter du souhait des consommateurs de maximiser leur autonomie vis-à-vis du réseau et/ou une appétence pour ce type de technologie.

Des bénéfices limités du stockage diffus au regard des effets de localisation de la production

Le rapport *Réseaux électriques intelligents* publié par RTE en juin 2017[10] a évalué les bénéfices apportés par un déploiement d'ensemble de solutions de flexibilité pour le système électrique – production et réseau de transport. Dans le cadre des hypothèses retenues pour cette étude, un intérêt économique apparait possible pour un gisement de l'ordre de 1 à 1,5 GW de batteries stationnaires à l'horizon 2030. La valeur apportée par ces batteries provient toutefois essentiellement des besoins pour l'équilibre offre-demande (98 % des gains), la résorption des contraintes sur le réseau de transport ne représentant qu'une très faible partie de la valeur.

Ces études ont été prolongées dans le cadre du SDDR *via* une modélisation plus fine des contraintes sur le réseau et de la contribution du stockage pour les résorber. L'analyse vise ainsi à évaluer l'impact sur les besoins de réseau d'un développement du stockage domestique susceptible d'accompagner l'essor de l'autoconsommation résidentielle. L'évaluation est menée sur le scénario de développement massif de l'autoconsommation en substitution au photovoltaïque au sol en considérant un fort développement du stockage (7,7 GWh correspondant à la variante haute du développement du stockage diffus dans les analyses du Bilan prévisionnel 2017).

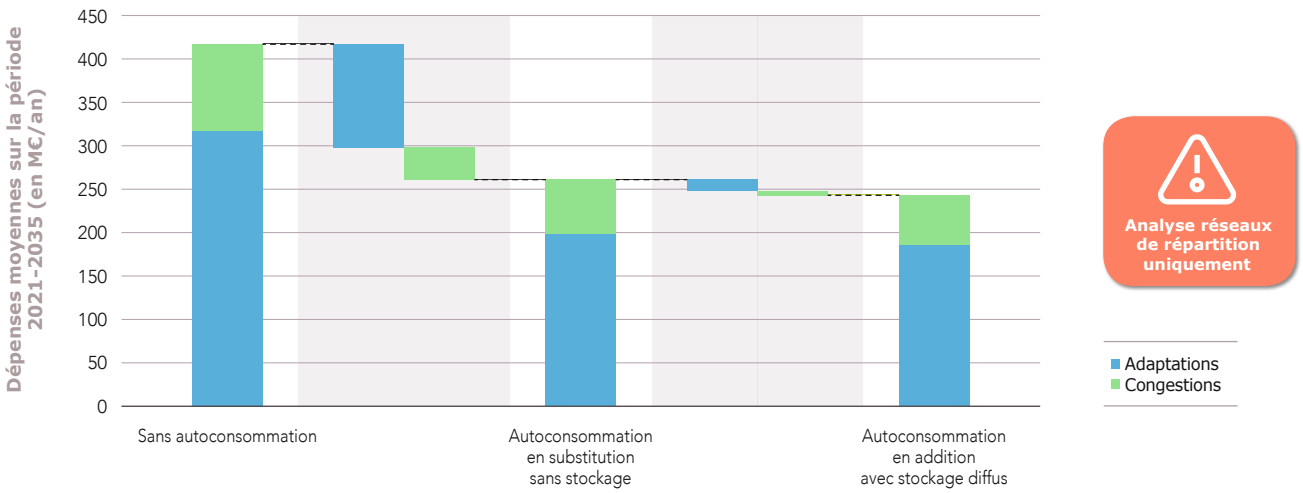
En pratique, **l'effet du stockage sur les besoins de réseau dépendra de son mode d'utilisation et de sa contribution éventuelle lors des périodes les plus contraintes pour le réseau.** Le stockage n'aura ainsi pas le même impact sur les besoins d'infrastructure selon qu'il est en mesure de contribuer systématiquement à la résolution de contraintes de réseau ou qu'il est utilisé de manière complètement indépendante des besoins du gestionnaire de réseau. Dans le cas d'une batterie domestique utilisée dans un dispositif d'autoconsommation, l'utilisateur pourrait ne pas avoir d'intérêt spécifique à activer sa batterie lors des périodes de contrainte du réseau, et l'utiliser uniquement pour stocker ses surplus de production individuelle en vue de les consommer plus tard. La réduction éventuelle des besoins d'infrastructure de réseau dépend dans ce cas de la concomitance entre les besoins individuels de l'autoconsommateur et les besoins du réseau, sans que cet alignement ne soit garanti.

Pour refléter les enjeux associés au mode d'utilisation du stockage, trois types de pilotage des batteries ont été étudiés :

(i) un pilotage du stockage visant à maximiser les bénéfices pour le réseau. Dans ce cas, la batterie se recharge pendant les pics de production et se décharge pendant les pics de consommation. Il s'agit du mode de pilotage envisagé dans les cadre de l'expérimentation *RINGO* lancée par RTE (voir chapitre 9) ;

10. RTE, Juin 2017, *Réseaux électriques intelligents – Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble*

Figure 11.9 Impact du stockage diffus sur les dépenses d'adaptation et les congestions sur les réseaux de répartition sur la période 2021-2035



(ii) un pilotage du stockage sur la base des signaux du marché de l'électricité. La batterie se recharge lorsque les prix sont bas et se décharge pendant les pics de prix. Cela peut correspondre au fonctionnement d'une batterie stationnaire qui serait développée par un opérateur de flexibilité, ou à celui d'une batterie domestique qui serait opérée par un agrégateur de flexibilité sur le même mode ;

(iii) un pilotage conduisant à maximiser l'autoconsommation des consommateurs. La recharge est déclenchée dès que la production dépasse la consommation et inversement pour la décharge.

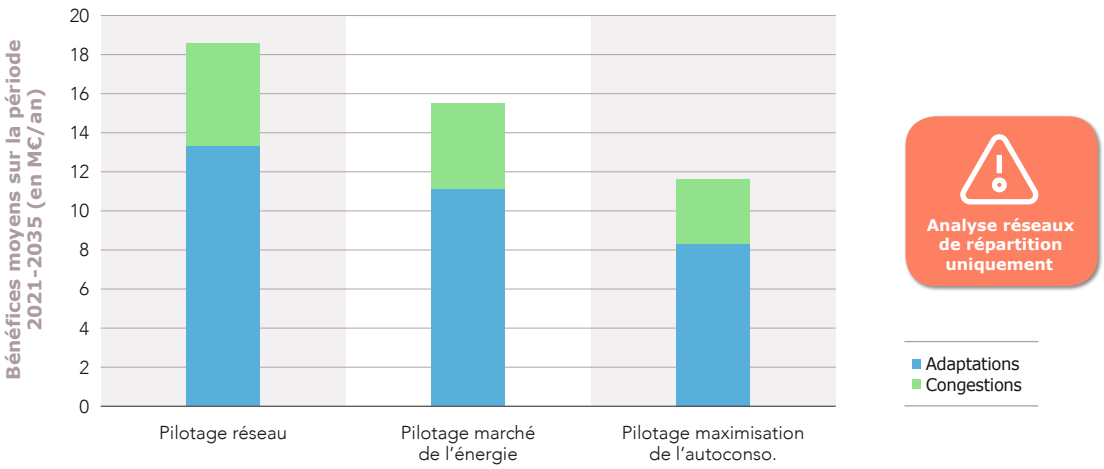
Dans tous les cas, l'effet du stockage diffus sur les adaptations et les congestions de réseau apparaît faible au regard des gains réseau apportés par ailleurs par le développement de l'autoconsommation (en substitution des fermes au sol).

Dans la variante la plus favorable avec un volume de 8 GWh de stockage piloté selon les besoins du réseau, les économies réalisées sont évaluées à moins de 8 % des dépenses d'adaptations et de congestions (de l'ordre de 20 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035). Ceci correspond à un gain unitaire de l'ordre de 2 500 € par MWh de batterie installé, soit un niveau équivalent à celui obtenu dans l'étude Réseaux électriques intelligents.

Dans les autres variantes sur le mode d'utilisation du stockage, les gains pour le réseau de transport sont encore inférieurs :

- Le pilotage des batteries selon les signaux de prix sur les marchés de l'énergie génère des gains pour le réseau de l'ordre de 15 M€/an environ. Dans cette variante, le stockage a tendance à se charger lorsque les prix de l'énergie sont bas, ce qui correspond généralement à des périodes de forte production des énergies renouvelables. Ceci se produit régulièrement à midi au pic de production photovoltaïque et correspond également au moment ou les réseaux de répartition ont tendance à être saturés par cette même production. En cas de développement massif des systèmes de stockage diffus, il existe donc un enjeu à inciter à un pilotage des batteries conduisant à diminuer les coûts du système électrique et du réseau en particulier.
- Les signaux économiques perçus par l'autoconsommateur ne l'incitent pas à minimiser les contraintes sur les réseaux de transport. Le pilotage des batteries pour les seuls besoins de

Figure 11.10 Effet du pilotage du stockage diffus sur les dépenses d'adaptation et les congestions des réseaux de répartition sur la période 2021-2035



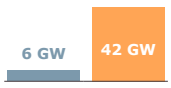
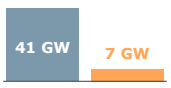
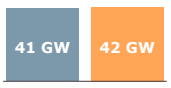
l'autoconsommation individuelle induit des gains plus faibles que les pilotages précédemment étudiés. En effet, ce type de pilotage consiste à maximiser le taux d'autoconsommation des consommateurs sans se soucier des effets pour le système électrique en général. La batterie se recharge dès que le consommateur produit davantage qu'il ne consomme ce qui aboutit à remplir la batterie avant le pic de production renouvelable.

11.6 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

Afin de disposer d'une vision globale de la pertinence du développement de l'autoconsommation, ses impacts doivent être évalués sur un périmètre plus large que le réseau de transport et inclure les impacts sur le réseau de distribution et le système de production.

Les enjeux économiques pour le réseau de transport liés au développement du photovoltaïque sur toiture sont réels, et le SDDR 2019 permet d'en préciser le chiffrage. Pour autant, ces derniers restent du second ordre par rapport aux autres enjeux pour le système électrique. En particulier, le développement du photovoltaïque sur toiture a un impact sur les coûts d'investissement dans le système de production. Pour ce dernier, la substitution du photovoltaïque au sol par du photovoltaïque sur toiture pourrait générer un surcoût de l'ordre de 1,5 Md€ par an à l'horizon 2035 : du fait des économies d'échelle, l'installation du photovoltaïque sur petite toiture est en effet environ deux fois plus coûteuse que le photovoltaïque au sol. De même, hors configuration spécifique, les gains réseau associés au développement du stockage diffus sont loin de couvrir les coûts d'investissements dans les batteries : l'installation de 7,7 GWh de batteries correspond à un coût annualisé compris entre 50 M€/an (fourchette basse basée sur l'équipement en dispositifs de pilotage des batteries de véhicules électriques) et 300 M€/an (fourchette haute basée sur l'investissement dans des batteries stationnaires au coût actuel) pour des gains réseau inférieurs à 20 M€/an.

Figure 11.11 Tableau récapitulatif de l'impact de l'autoconsommation sur les dépenses du système électrique

	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation <u>en substitution</u> du PV au sol	+ Développement massif du stockage diffus	3 Développement massif de l'autoconsommation <u>en addition</u> au PV au sol
Puissance installée (sc. *Ampère*)	 PV toiture PV sol	 PV toiture PV sol	+  Stockage diffus	 PV toiture PV sol
Surface utilisée	Équivalent de la surface de **1,3 terrain de football par commune** dédié au PV au sol	Équivalent de la surface de **0,2 terrain de football par commune** dédié au PV au sol		Équivalent de la surface de **1,3 terrain de football par commune** dédié au PV au sol
Coût induits sur le réseau de transport	Base de comparaison	**-200 M€/an** en moyenne sur la période 2021-2035	**-20 M€/an** supplémentaires	**+210 M€/an** en moyenne sur la période 2021-2035
Coût des installations	Base de comparaison	**+1,5 à 1,8 Md€/an** en moyenne sur la période 2021-2035	**+300 M€/an** supplémentaires	**+3 à 3,5 Md€/an** en moyenne sur la période 2021-2035

Par ailleurs, d'autres enjeux sociétaux et environnementaux structurent le choix entre le photovoltaïque sur toiture et le photovoltaïque au sol. En matière environnementale, le développement de photovoltaïque sur toiture s'insère plus facilement dans le paysage, favorisant l'acceptabilité du développement de la filière. Les différences d'emprise au sol entre les scénarios testés se chiffrent ainsi à plusieurs dizaines de milliers d'hectares. **La décision d'accélérer le développement de l'autoconsommation ne doit donc pas être établie à l'aune de son seul impact pour le réseau, mais doit relever d'un choix collectif ou d'une décision publique intégrant l'ensemble des enjeux pour la collectivité.**

L'analyse des différents scénarios contrastés présentée dans ce chapitre montre que les solutions d'adaptation et de renouvellement du réseau de transport sauront dans tous les cas s'adapter pour accompagner les évolutions dans ce domaine.



12

LES INCERTITUDES

12. LES INCERTITUDES : LE RÉSEAU DEVRA ÊTRE ADAPTÉ EN TENANT COMPTE DES INCONNUES SUR L'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

À l'horizon 2035, des incertitudes fortes et de natures diverses pèsent sur l'évolution de nombreux fondamentaux du système électrique.

Sur le seul plan technique, le développement des énergies renouvelables est effectivement programmé, mais leur rythme effectif de déploiement apparaît encore incertain, tout comme leur répartition sur le territoire.

L'identité et le calendrier des réacteurs nucléaires qui seront déclassés n'est pas non plus fixé.

Des incertitudes portent également sur l'évolution de la consommation d'électricité, dont le niveau à l'horizon 2035 dépend de l'efficacité des politiques d'efficacité énergétique, de la réalité des transferts d'usage envisagés sur la mobilité et le bâtiment, du décollage de nouvelles filières comme l'hydrogène produit par électrolyse, mais également de l'évolution des habitudes de consommation et des modes de vie.

Par ailleurs, au-delà des hypothèses sur le système électrique français, les choix énergétiques des autres pays européens, tout comme l'évolution du prix des combustibles, ont une influence importante sur les flux électriques sur le réseau français.

Ces paramètres clés du système électrique sont déterminants pour l'évolution du réseau. Les incertitudes qui portent sur ces paramètres, tant spatiales que temporelles, influent sur les zones et les échéances auxquelles le réseau devra être adapté, mais également sur la consistance des adaptations : si des solutions « flexibles » permettent de répondre efficacement à une contrainte temporaire et/ou peu profonde, des renforcements structurels du réseau sont nécessaires dans le cas d'une contrainte durable et forte et des solutions plus légères (comme le remplacement des câbles conducteurs) sont pertinentes dans les situations intermédiaires.

Le degré de sensibilité aux incertitudes sur l'évolution du système électrique dépend de la catégorie d'investissement considérée :

- les interconnexions sont particulièrement sensibles aux évolutions du système électrique européen, notamment du mix énergétique français et des pays interconnectés (part respective du nucléaire, des EnR, des centrales à combustibles fossiles), ainsi qu'aux hypothèses de consommation et de prix des combustibles ;
- les adaptations du réseau interne sont soumises à des incertitudes très fortes : la dynamique d'évolution du réseau de grand transport, peu sensible aux trajectoires de consommation, est largement influencée par l'évolution du mix énergétique (renouvelables et nucléaire) et par la géographie du parc nucléaire, mais également par l'évolution des moyens de production des autres pays européens et par le prix des combustibles. L'ampleur des adaptations des réseaux de répartition sera principalement déterminée par le rythme d'émergence des

énergies renouvelables terrestres ainsi que par leur localisation sur le réseau ;
- les investissements de raccordement et de développement en mer, bien que très adhérents aux ambitions d'énergies renouvelables, apparaissent moins sensibles aux incertitudes dans la mesure où leur localisation se clarifie lors des demandes de raccordement ;
- enfin, malgré les opportunités de mutualisations entre renouvellement et adaptation, les investissements de renouvellement sont faiblement dépendants des différents paramètres caractérisant le système électrique : le renouvellement du « réseau du quotidien » est nécessaire quel que soit le scénario envisagé.

Les incertitudes sur les différents paramètres du système électrique sont élevées à des horizons correspondant au délai de réalisation des projets réseau, en particulier lorsque la création d'un nouvel ouvrage est nécessaire. En conséquence, les décisions d'évolution du réseau seront prises « en avenir incertain ». Quelle que soit l'approche retenue face à l'incertitude, celle-ci aura un coût : engager des adaptations du réseau dans un contexte encore incertain (approche « proactive ») peut conduire à des coûts échoués (investissements prématurés, voire inutiles) ; à l'inverse, attendre de disposer d'une vision claire des besoins d'évolution du réseau (approche « réactive ») peut conduire à mettre en service les adaptations trop tardivement, donc à des coûts de congestion. À ce stade, aucune de ces deux approches n'apparaît systématiquement préférable à l'autre : l'évaluation des risques et la stratégie à adopter face à l'incertitude relève d'une évaluation spécifique au contexte de chaque projet.

Malgré les incertitudes, certaines adaptations du réseau apparaissent pertinentes quel que soit le scénario envisagé. Pour le réseau de grand transport, ces adaptations se concentrent sur trois zones : le Massif central et le centre, la façade atlantique et la zone Rhône – Bourgogne. Sur ces zones, les renforcements du réseau sont « sans regret » et devront être engagés avec résolution.

Par ailleurs, différents leviers permettent de maîtriser les risques liés à l'incertitude :
- les solutions flexibles présentent un intérêt particulier dans un contexte d'incertitude, en permettant de reporter – *a minima* temporairement, et à moindre coût – des évolutions structurelles ;
- sur le réseau grand transport, une planification détaillée et robuste de l'évolution du système électrique par les pouvoirs publics réduit les risques de coûts échoués ;
- sur les réseaux de répartition, des améliorations du dispositif S3REnR sont possibles : l'anticipation des études et de la concertation sur les ouvrages structurants réduit significativement leur délai de mise en service, pour un risque de coûts échoués faible ; le dimensionnement durable de certaines lignes de raccordement de postes source, analysé au regard de la robustesse de la vision prospective du gisement renouvelable, est également un levier puissant pour assurer une adaptation efficace du réseau malgré les incertitudes sur la localisation des énergies renouvelables.

12.1 Le SDDR recense les paramètres structurants pour l'évolution du réseau et contient des analyses de sensibilité pour rendre compte de leur influence

Les flux sur le réseau électrique résultent de nombreux paramètres. Parmi ceux-ci, les caractéristiques du parc de production (composition du mix énergétique, localisation des moyens de production) en France et en Europe, la consommation (usages, profil et localisation de la consommation) ou les paramètres économiques (coût des combustibles, valeur du CO_2) ont une influence de premier ordre. Les incertitudes qui portent sur l'évolution de ces paramètres, aux horizons considérés pour l'évolution du réseau, se répercutent ainsi sur les besoins d'adaptation du réseau.

La sensibilité des besoins d'adaptation à l'incertitude sur les paramètres du système électrique peut être illustrée avec l'exemple du projet « Midi-Provence ». Ce projet était jusqu'en 2016 envisagé par RTE pour sécuriser l'alimentation électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur *via* une liaison sous-marine et souterraine de 1 000 MW, en courant continu, entre les postes de Feuillane (Bouches-du-Rhône) et de La Gaudière (Aude). Lors de l'engagement du projet en 2010, la valorisation économique apparaissait très nettement positive (gains du projet estimés à 600 M€). Par la suite, des révisions successives d'hypothèses (baisse des prévisions de consommation, forte évolution du parc de production envisagé en région Provence-Alpes-Côte d'Azur et des échanges avec l'Espagne) ont conduit à l'abandon du projet, celui-ci ayant perdu son intérêt économique.

Les trajectoires d'évolution du réseau électrique français sont adhérentes à l'évolution des différentes composantes du mix, en France et en Europe. L'évaluation de leur sensibilité à ces paramètres permet de mettre en perspective les décisions proposées avec les incertitudes qui pèsent sur l'évolution du système électrique.

L'incertitude entraîne une désoptimisation des décisions d'investissement

Les trajectoires d'évolution du réseau présentées aux chapitres précédents reflètent, pour chaque scénario, le coût d'un réseau « optimal », résultant de la mise en œuvre des décisions les plus adaptées pour le scénario envisagé.

Un tel réseau suppose une capacité à projeter l'évolution du système électrique sur le long terme, avec une anticipation suffisante pour mettre en œuvre les adaptations du réseau à temps malgré des délais de réalisation parfois longs. Or, au-delà de l'horizon 2025, les différents scénarios sont contrastés. Même si le scénario de la PPE constitue désormais la feuille de route de l'État, des incertitudes demeurent sur l'évolution effective des différents paramètres du système électrique. En conséquence, toute décision d'adaptation du réseau peut se révéler *a posteriori* non optimale et générer des surcoûts de différentes natures :

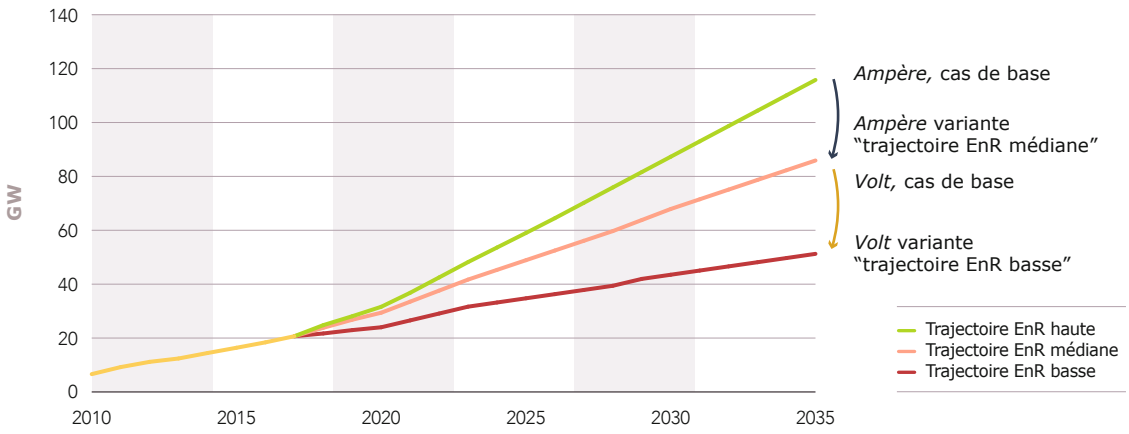
- surcoûts d'investissements, si le réseau s'avère surdimensionné par rapport aux flux d'énergie effectifs et/ou est mis en œuvre prématurément (risque de coût échoué) ;
- surcoûts de congestion, si le réseau s'avère sous-dimensionné (ce qui génère des contraintes résiduelles trop importantes) et/ou est mis en œuvre tardivement.

La trajectoire d'intégration des EnR déterminera le rythme d'adaptation du réseau

Les résultats exposés aux chapitres précédents[1] mettent en évidence que les besoins d'évolution du réseau varient fortement selon le scénario considéré et qu'ils sont plus importants dans les

1. Voir en particulier les chapitres 3, 5 et 8.

Figure 12.1 Variantes considérées pour les trajectoires d'intégration des EnR (éolien terrestre et photovoltaïque) dans le système électrique

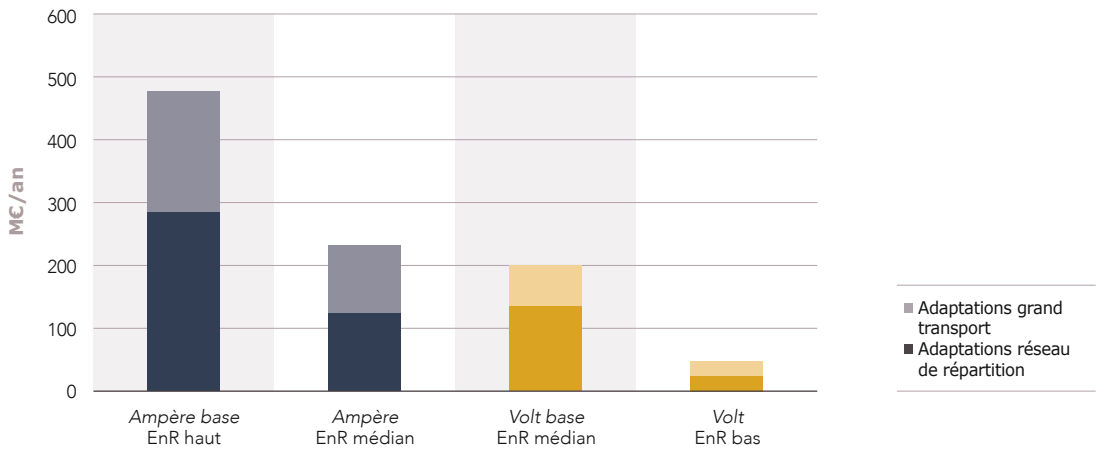


scénarios traduisant une accélération forte du développement des EnR.

L'influence des EnR sur les besoins d'adaptation du réseau peut être évaluée plus précisément en étudiant l'effet, au sein d'un scénario, d'une modification de la trajectoire des EnR. Ainsi, le passage d'une trajectoire d'EnR «haute» à une trajectoire d'EnR «médiane» pour le scénario *Ampère*, d'une trajectoire d'EnR «médiane» à une trajectoire d'EnR «basse» pour le scénario *Volt* fait ressortir plusieurs points saillants :

- pour chaque scénario, une trajectoire de développement des EnR moins rapide conduit à une forte réduction des dépenses d'adaptation du réseau sur la période 2021-2035 (réduction par un facteur deux dans *Ampère*, par un facteur quatre pour *Volt)* ;
- malgré des différences significatives entre les scénarios *Ampère* et *Volt* (notamment sur les hypothèses de consommation et le rythme de déclassement du parc nucléaire), des variantes de ces scénarios avec une trajectoire d'EnR identique (en l'occurrence, la trajectoire «médiane»)

Figure 12.2 Dépenses d'adaptation réseau pour les scénarios *Ampère* et *Volt*, dans différentes variantes de trajectoire d'EnR (dépenses annuelles moyennes sur 2021-2035)



présentent des coûts d'adaptation du même ordre de grandeur.

Ces résultats confirment que le rythme d'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique est un déterminant de premier ordre sur les besoins d'adaptation du réseau et, en conséquence, qu'**une synchronisation forte entre le déploiement des EnR et l'évolution du réseau est indispensable.**

La localisation des EnR influence fortement le volume d'adaptations

Au-delà de l'incertitude sur le rythme de croissance des EnR, des incertitudes portent également sur leur localisation.

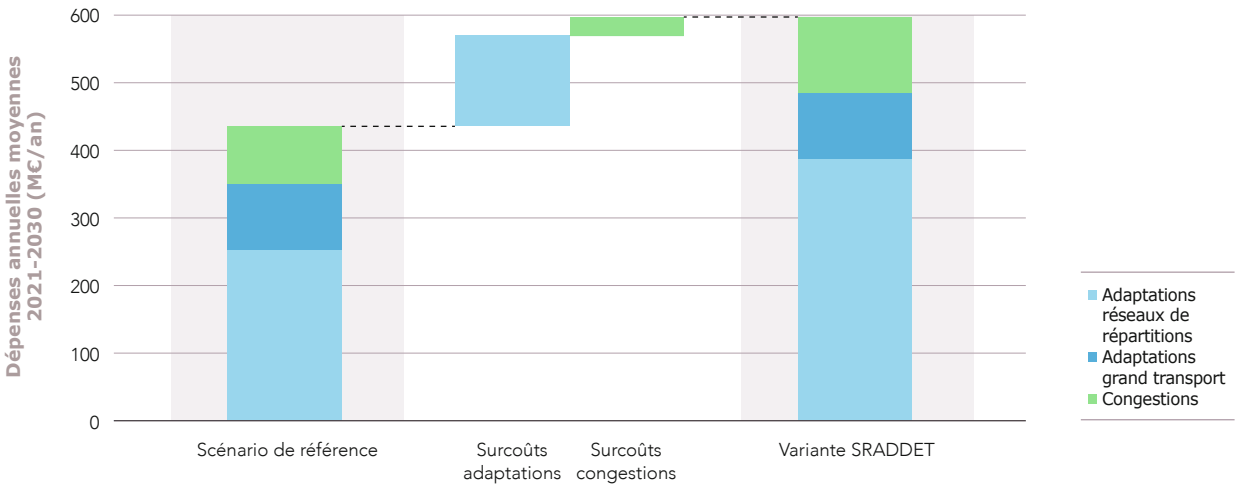
Les analyses présentées dans le chapitre 10 montrent que le compromis le plus intéressant en matière de localisation consiste à tirer parti des meilleurs gisements de productible (vent, soleil…) tout en tenant compte des capacités d'accueil existantes sur le réseau électrique. Ainsi, il ne paraît pas pertinent de prescrire la localisation des productions renouvelables avec pour seul objectif de limiter les contraintes réseau, car cela conduirait à des coûts (pertes de productible) plus importants que les gains (économies de réseau).

Une localisation des énergies renouvelables basée sur les cibles des SRADDET conduirait à des adaptations du réseau potentiellement différentes de celles qui apparaissent nécessaires dans le cas d'un pilotage national de la capacité renouvelable (voir chapitre 10). Dans tous les cas, la localisation des énergies renouvelables sur le territoire constitue un enjeu majeur pour le réseau.

Une connaissance affinée du couple « délai, localisation » pour les nouvelles installations de production, rendue possible par une coordination « production-transport » plus poussée dans le cadre des schémas S3REnR, favoriserait la mise en œuvre au bon moment et au bon endroit des adaptations pertinentes pour le réseau.

L'effet de premier ordre de la localisation des EnR sur les coûts d'adaptation du réseau ressort également des analyses menées sur l'autoconsommation (voir chapitre 11) : si les objectifs en matière de photovoltaïque sont atteints grâce au développement massif du solaire sur toiture (localisé principalement dans les zones urbaines) plutôt que par des centrales solaires au sol (en milieu rural), les coûts d'adaptation et de rénovation du réseau diminuent de près de 200 M€/an à l'horizon 2035.

Figure 12.3 Impact de la variante de localisation de la production renouvelable « SRADDET » sur les dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau sur la période 2021-2030 (scénario PPE)



L'évolution du parc nucléaire a un impact de premier ordre sur les adaptations du réseau de grand transport

Les études du SDDR, engagées avant les annonces des pouvoirs publics sur les principes qui guideront le déclassement du parc nucléaire, s'inscrivaient initialement dans un contexte d'incertitude forte sur la localisation des réacteurs qui seront arrêtés d'ici 2035. Des variantes déclinant des principes de priorisation différents pour le déclassement du parc nucléaire ont alors été étudiées :

- Scénario de référence : le déclassement nucléaire est homogène sur le territoire, sans fermeture complète de sites, et réalisé sur un critère d'âge (déclassement privilégié à l'échéance de la quatrième ou cinquième visite décennale). Cette variante est conforme aux principes énoncés dans le projet de PPE ;
- Variante « Rhône » : le déclassement est réalisé selon un critère d'âge, prioritairement dans la vallée du Rhône ;
- Variante « Loire » : le déclassement est réalisé selon un critère d'âge, prioritairement dans la vallée de la Loire ;
- Variante « Fleuves » : le déclassement est réalisé selon un critère d'âge, aussi bien sur la Loire que sur le Rhône.

L'analyse des différentes variantes dans le scénario *Volt* (proche des ambitions affichées dans le projet de PPE, avec onze réacteurs nucléaires fermés d'ici 2035) indique qu'une concentration géographique du déclassement nucléaire renforcerait les contraintes sur le réseau de grand transport : un

Figure 12.4 Localisation des réacteurs arrêtés d'ici 2035 dans les quatre variantes de déclassement nucléaire, (scénario *Volt*, horizon 2035)

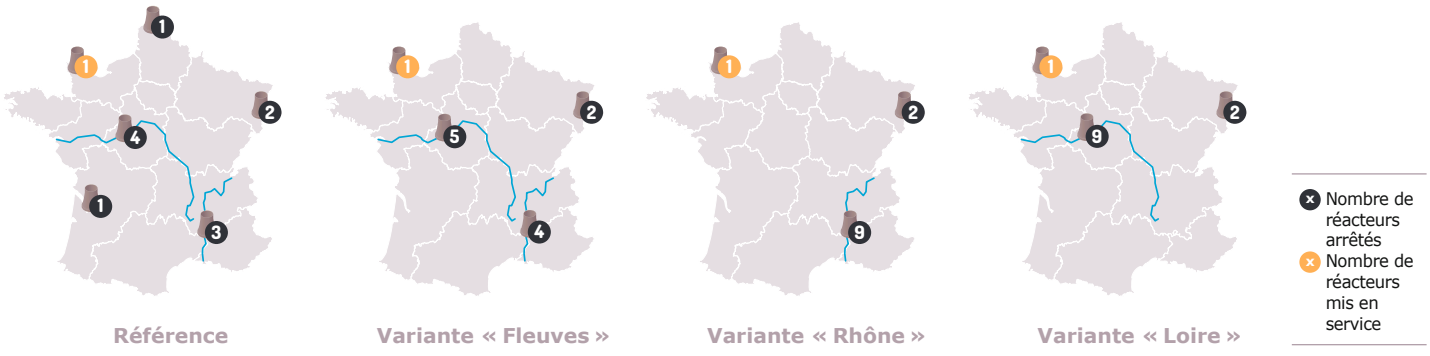
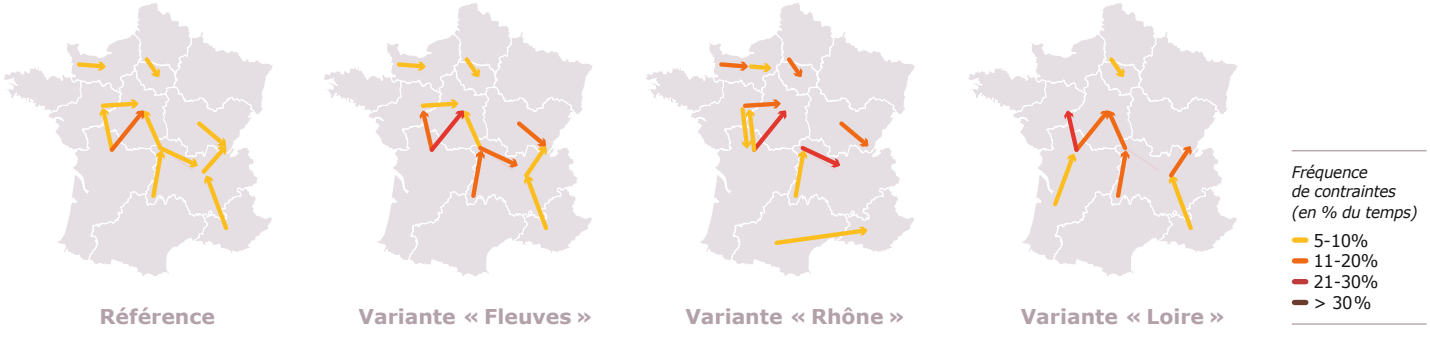


Figure 12.5 Contraintes sur le réseau de grand transport selon les différentes variantes de déclassement nucléaire (scénario *Volt*, horizon 2035)

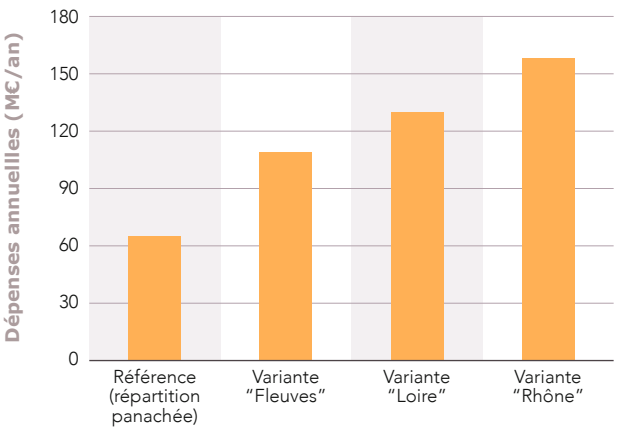


déclassement concentré sur le Rhône conduirait à une augmentation des contraintes sur un axe Ouest → Est, alors qu'un déclassement prioritaire des centrales de la vallée de la Loire conduirait à l'apparition de nouvelles contraintes Sud → Nord.

La comparaison des trajectoires d'investissement associées à ces variantes de déclassement, dans le scénario *Volt*, révèle une forte sensibilité du besoin d'adaptation du réseau de grand transport à la concentration géographique du déclassement : une fermeture des réacteurs concentrée sur la vallée de la Loire ou sur la vallée du Rhône conduirait *a minima* à doubler les coûts d'adaptation du réseau grand transport sur la période 2021-2035 (soit un surcoût de 50 à 100 M€/an).

Dans le projet de PPE, des principes guident le choix des 12 réacteurs nucléaires à fermer d'ici 2035 (en plus des deux réacteurs de Fessenheim) : aucun arrêt complet de site nucléaire, fermeture des réacteurs à l'échéance de la cinquième visite décennale, fermeture prioritaire des réacteurs les plus anciens. **Cumulés, ces critères limitent fortement les combinaisons possibles et conduisent à envisager des fermetures de réacteurs bien réparties sur l'ensemble du territoire, donc minimisent les contraintes pouvant émerger sur le réseau électrique.**

Figure 12.6 Dépenses d'investissement du réseau de grand transport pour plusieurs variantes de déclassement nucléaire (scénario *Volt*, moyenne annuelle sur la période 2021-2035)



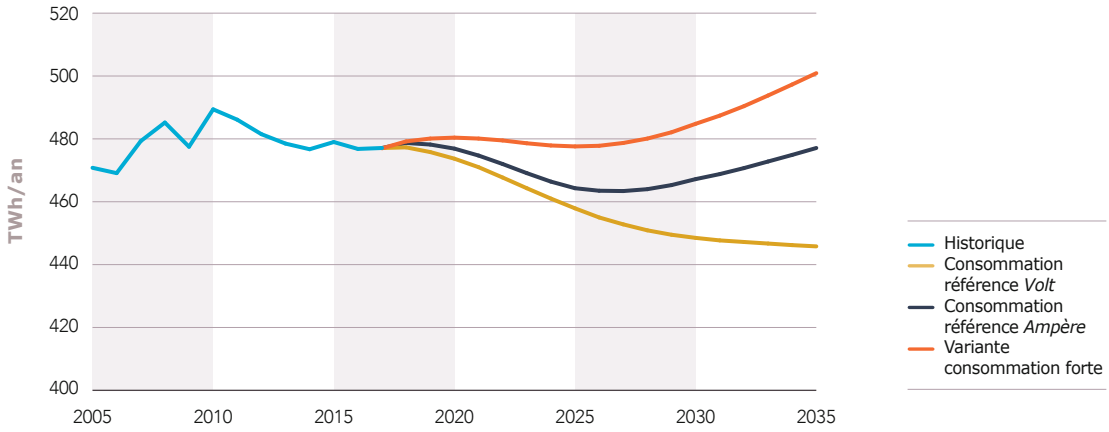
Dans le cas de scénarios de déclassement nucléaire non conformes aux principes affichés dans le projet de PPE ou en cas d'évolutions combinées du mix de production au-delà des ambitions affichées, des zones de fragilité pourraient émerger sur le réseau et des contraintes limitant les capacités d'échange pourraient remettre en cause l'intérêt économique de certains projets d'interconnexions. Le lancement d'un programme industriel de nouveaux réacteurs ne fait par ailleurs pas partie des hypothèses de référence étudiées dans ce SDDR. En cas de réalisation, il pourrait conduire, selon les sites retenus, à des renforcements structurants sur le réseau.

La consommation électrique a un effet marginal sur la trajectoire d'adaptation du réseau interne, mais une influence forte sur la valeur des interconnexions

Après une phase de croissance continue de plusieurs décennies, la consommation électrique en France s'est stabilisée depuis 2010. L'évolution de la consommation résultera à terme de l'effet conjugué de deux tendances aux effets opposés : l'électrification de certains usages d'une part (véhicule électrique, pompe à chaleur), l'efficacité énergétique d'autre part. Les différents scénarios de transition énergétique étudiés intègrent des hypothèses contrastées d'évolution de la consommation, orientées à la baisse ou globalement stables sur la période 2021-2035. En complément de ces trajectoires, une variante de consommation forte, conduisant à l'atteinte du seuil de 500 TWh de consommation en 2035, peut être envisagée pour mesurer l'influence de la consommation sur les trajectoires d'évolution du réseau : cette trajectoire de consommation forte constitue un encadrant de la consommation du scénario PPE/SNBC (hors production d'hydrogène[2]).

2. Le développement de la filière de production d'hydrogène à partir d'électricité, qui soulève une problématique liée à une augmentation très localisée la consommation plutôt qu'à une augmentation diffuse, est traité séparément.

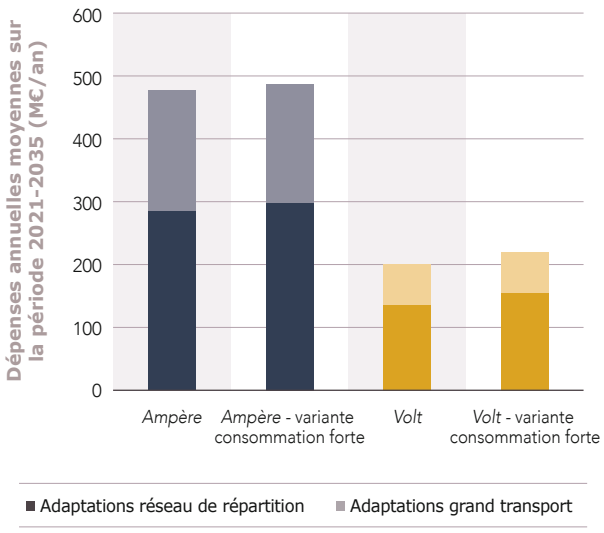
Figure 12.7 Trajectoires de consommation d'électricité retenues dans les scénarios *Volt* et *Ampère*, variante « consommation forte » (hors production d'hydrogène)



L'analyse des variantes des scénarios *Volt* et *Ampère* avec la trajectoire de consommation forte montre que l'effet de la consommation sur les besoins d'évolution du réseau de grand transport est modéré : les trajectoires d'investissement du réseau de grand transport ne sont pas significativement modifiées par cette consommation forte, ni dans *Ampère* ni dans *Volt*. Pour les réseaux de répartition, la variante de consommation forte conduit, sur l'ensemble de la période, à une légère hausse des coûts d'adaptation, mais peu significative au regard du montant total des investissements.

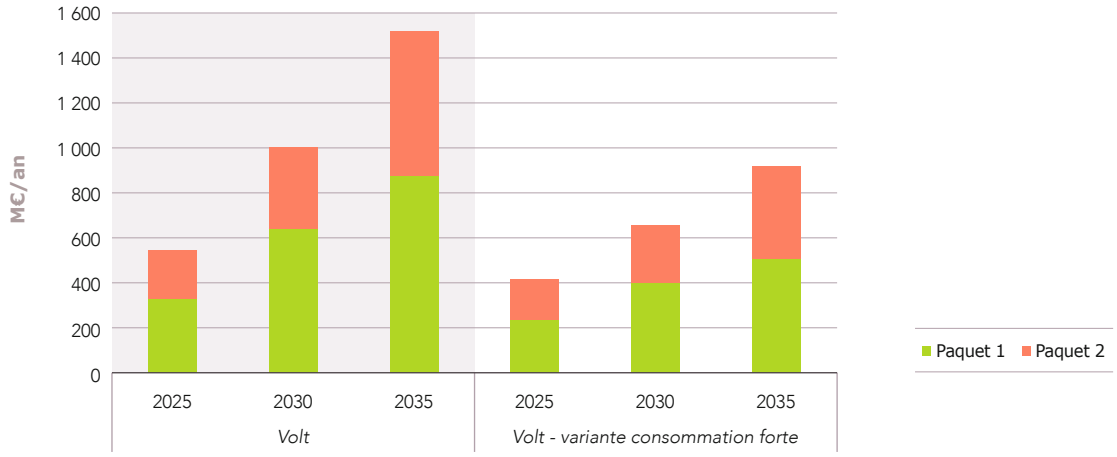
En revanche, les projets d'interconnexion sont bien plus sensibles aux hypothèses sur la consommation : toutes choses égales par ailleurs, une hausse de la consommation en France réduit les volumes d'énergie à bas coût (souvent plus faible que dans les pays voisins) disponibles pour l'export et, par conséquent, les volumes d'échange – donc la valeur apportée par l'interconnexion. Une trajectoire de consommation haute conduirait ainsi à une baisse sensible de la valeur des « paquets » 1 et 2[3] et pourrait remettre en cause la pertinence économique de certains projets au sein du second paquet.

Figure 12.8 Impact d'une trajectoire de consommation forte sur les dépenses d'adaptation (*Volt* et *Ampère,* moyenne sur la période 2021-2035)



3. Voir chapitre 5

Figure 12.9 Impact d'une trajectoire de consommation forte sur la valeur pour la collectivité *(Social Economic Welfare)* des paquets 1 et 2 d'interconnexion, dans le scénario *Volt*

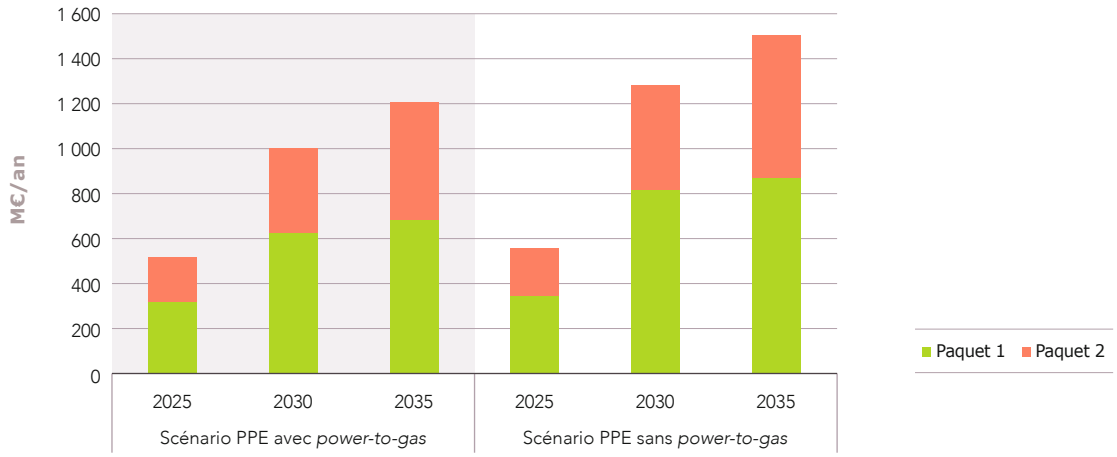


L'émergence de la production d'hydrogène décarboné à base d'électricité constitue aussi un facteur important pour le réseau

Le projet de PPE affiche des ambitions fortes pour le développement de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau en utilisant de l'électricité *(power-to-gas)*. Des réflexions sont en cours au sujet de la structuration de cette filière dans le cadre du «Plan hydrogène». RTE remettra prochainement au ministre, au titre de ce plan, une contribution sur les services que peuvent rendre les électrolyseurs au système électrique et les moyens existants ou à mettre en place pour favoriser la participation des électrolyseurs aux différents services de flexibilité.

Vu du système électrique, la production d'hydrogène s'analyse comme une consommation

Figure 12.10 Évolution de la valeur *(Social Economic Welfare)* des paquets 1 et 2 d'interconnexion avec et sans *power-to-gas*, dans le scénario PPE



supplémentaire, mais très localisée. L'émergence de cette filière pourra conduire à une consommation supplémentaire de 30 TWh/an en 2035. L'absence de cette consommation supplémentaire, en modifiant le bilan du système électrique français, conduit à augmenter les volumes d'export vers les pays interconnectés et donc la valeur économique des interconnexions françaises. Cet effet est illustré par l'augmentation significative de la valeur des paquets 1 et 2 des interconnexions dans une variante du scénario PPE « sans *power-to-gas* ».

La consommation supplémentaire liée à la production d'hydrogène sera vraisemblablement concentrée sur un nombre réduit de zones propices à l'implantation de cette filière (proximité des industries et du réseau de gaz). La localisation du *power-to-gas* sera alors également un enjeu pour le réseau interne : son implantation dans des zones présentant des contraintes d'évacuation EnR pourra contribuer à réduire ces contraintes, donc les coûts réseaux ; à l'inverse, une forte concentration des moyens de production d'hydrogène dans des zones où le réseau présente de marges faibles pourra conduire à augmenter les adaptations nécessaires.

Le développement de l'électromobilité ne conduit pas à une augmentation significative des besoins d'adaptation du réseau de transport

Une analyse détaillée des enjeux de l'électromobilité pour le système électrique a été publiée par RTE le 15 mai 2019[4]. Cette analyse s'appuie sur différents scénarios pour le développement des véhicules électriques et caractérise leurs effets sur le système électrique. Pour le réseau de transport d'électricité, la hausse de la consommation liée au développement de l'électromobilité entraîne deux effets opposés :

- lorsque cette consommation supplémentaire a lieu aux instants de forte consommation, elle peut conduire à des contraintes d'alimentation et donc à une augmentation des besoins d'adaptation du réseau ;
- à l'inverse, lorsque cette hausse de consommation a lieu aux instants de forte production EnR, la recharge des véhicules électriques permet une consommation locale de l'énergie produite par les moyens décentralisés et limite l'énergie à évacuer, donc réduit les contraintes d'évacuation.

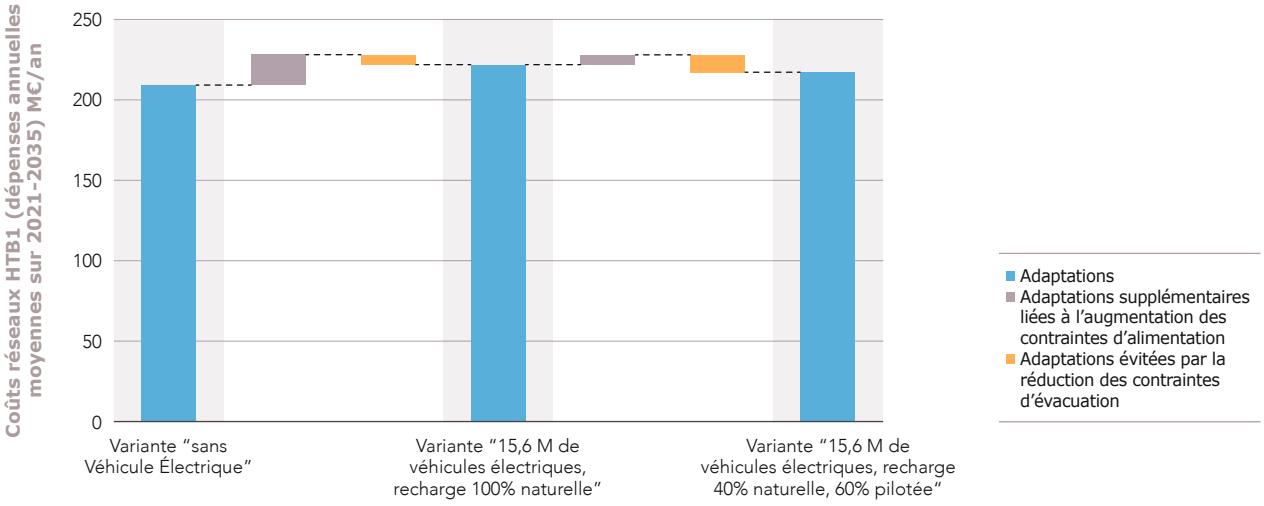
Les effets de l'électromobilité pour le réseau dépendent donc de la synchronisation spatiale et temporelle entre la recharge des véhicules électriques et la production des EnR. Ils doivent donc être évalués en considérant les différentes modalités de pilotage de la recharge des véhicules électriques (détaillées dans le rapport sur les enjeux de l'électromobilité pour le système électrique).

- **Lorsque la recharge est « naturelle »** (c'est-à-dire non pilotée), elle a principalement lieu sur la plage 19 h-21 h (retours à domicile des personnes utilisant leur véhicule pour des trajets domicile-travail). Ainsi concentrée sur des heures de forte consommation et de faible production photovoltaïque, la recharge des véhicules électriques conduit à une augmentation des contraintes d'alimentation, en particulier l'hiver. Bien que la recharge des véhicules électriques limite l'énergie à évacuer sur le réseau de répartition, les besoins de renforcement du réseau évités pour cette raison ne compensent pas l'augmentation des contraintes d'alimentation. Ainsi, dans le scénario PPE, un parc de 15,6 millions de véhicules électriques intégralement en recharge naturelle conduit à une augmentation des adaptations du réseau HTB 1 (63-90 kV) de 12 M€ par an en moyenne sur la période 2021-2035.

- **Lorsque la recharge est pilotée par un signal prix** (plages tarifaires prédéfinies ou pilotage dynamique sur le prix de l'électricité sur les marchés de gros), elle se concentre sur les périodes de prix bas, correspondant généralement aux périodes de faible consommation et/ou de forte production EnR. Le pilotage de la recharge, même s'il répond à un signal « marché » et non à un besoin « réseau », réduit alors efficacement les contraintes d'évacuation. Ce

4. *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique* (*https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf*)

Figure 12.11 Effet du nombre de véhicules électriques et du mode de recharge sur les coûts d'adaptation du réseau HTB1 (63-90 kV) dans le scénario PPE



bénéfice n'existe cependant que lorsque les véhicules électriques sont localisés dans les zones de forte production EnR. À l'inverse, pour les véhicules électriques localisés dans des zones avec un faible niveau de production renouvelable (notamment les grandes agglomérations), le pilotage de la recharge par les prix peut créer localement des pics de consommation non compensés par une production EnR, et ainsi augmenter les contraintes d'alimentation. Dans le scénario PPE, le passage d'une recharge 100 % naturelle à une recharge pilotée pour 60 % du parc de véhicules électriques[5] réduit toutefois le volume d'adaptation nécessaire sur les réseaux HTB 1 (63-90 kV). Ainsi, sous réserve d'un minimum de pilotage de la recharge, la réduction des contraintes d'évacuation et l'augmentation des contraintes d'alimentation liées aux véhicules électriques présentent des effets d'ordre de grandeur comparables pour le réseau, et **le développement de l'électromobilité n'influe que faiblement sur les trajectoires d'adaptation des réseaux de répartition.**

Par ailleurs, le parc de véhicules électriques influe sur le niveau global de consommation en France : le déploiement de 15,6 millions de véhicules électriques envisagé à l'horizon 2035 représente une consommation de l'ordre de 35 TWh/an. En conséquence, le développement du véhicule électrique a, comme le *power-to-gas,* une influence de premier ordre pour la valorisation des interconnexions (déjà intégré dans la valorisation présentée au chapitre 6).

Les projets d'interconnexion sont très sensibles aux coûts des combustibles et du CO_2

Les coûts de combustible (intégrant le coût des quotas d'émission de CO_2) déterminent les coûts variables de certaines filières de production (centrales au gaz, au charbon et au fioul). Ils influent donc sur l'ordre de préséance économique du système électrique européen et par conséquent sur les volumes d'énergie échangés entre les pays interconnectés, ainsi que sur les économies induites par ces échanges (substitution d'un moyen de production par un autre moyen à coût variable inférieur).

5. L'effet du pilotage est illustré ici avec les hypothèses du scénario *« Crescendo »* de l'étude de RTE *« Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique »,* qui prévoit 40 % de recharge naturelle, 37 % de recharge tarifaire, 20 % de recharge pilotée dynamiquement et 3 % pilotée dynamiquement avec *« vehicle-to-grid ».*

Figure 12.12 Coûts variables (combustible + quotas CO_2) de production des principales filières et prix des quotas CO_2 selon les scénarios du *World Energy Outlook* 2016 et 2018 (AIE)

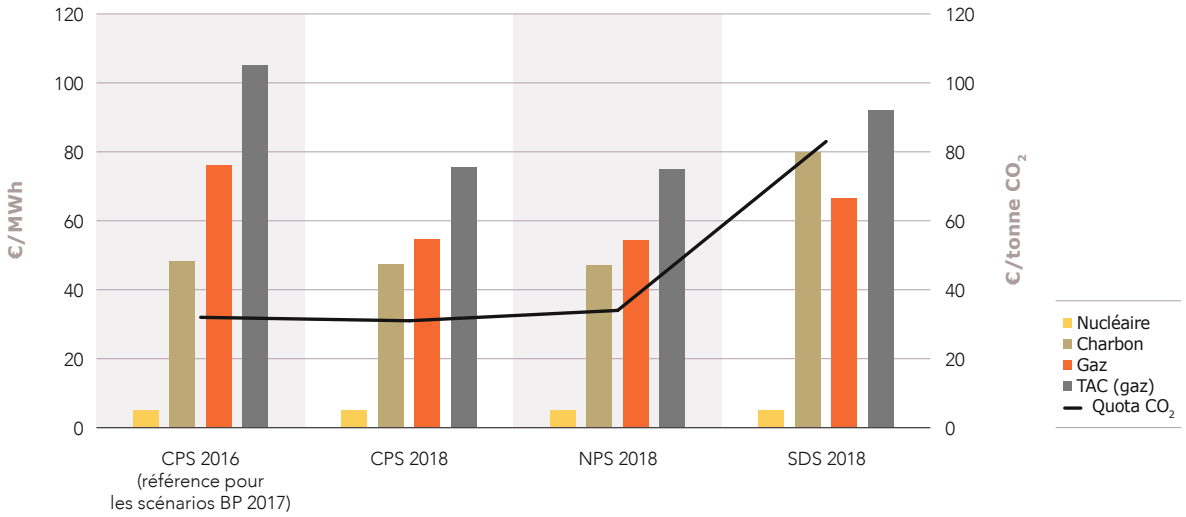
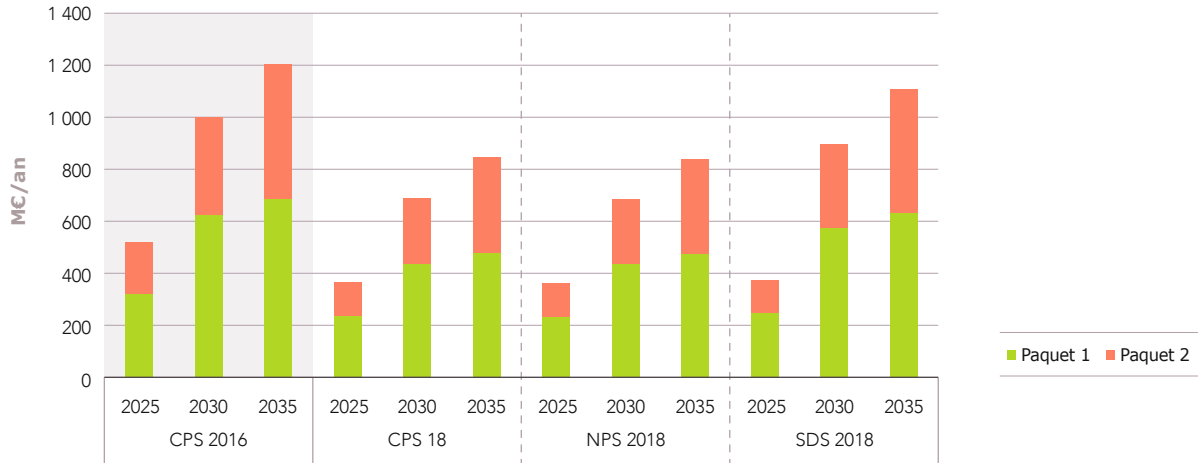


Figure 12.13 Valeur pour la collectivité (SEW) des paquets 1 et 2 d'interconnexion selon les scénarios du *World Energy Outlook* 2016 et 2018 (AIE) dans le scénario PPE



La rentabilité des interconnexions est très sensible à ces hypothèses, comme le montre l'analyse de la valeur des paquets 1 et 2 selon différents scénarios de coûts[6].

Pour le réseau interne, l'évaluation économique des projets s'appuie sur une «valeur tutélaire» du CO_2. Cette valeur tutélaire, bien supérieure au prix actuel du CO_2 sur le marché des quotas[7], reflète la valeur de la réduction des émissions de CO_2 pour la collectivité. La valorisation des réductions de CO_2 permise par le réseau interne est donc indépendante du prix du CO_2 sur les marchés. L'utilisation d'une valeur tutélaire désensibilise ainsi la valorisation des projets réseau

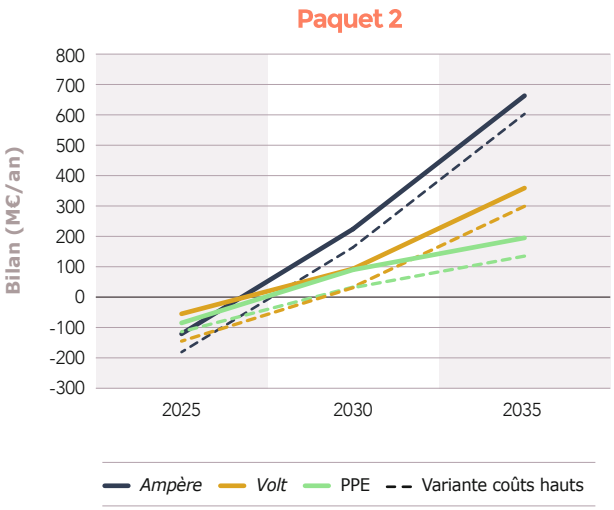
6. Les scénarios de coût considérés ici sont issus du *World Energy Outlook 2018 : CPS = «Current Policies Scenario», NPS = «New Policies Scenario», SDS = «Sustainable Development Scenario»*
7. La valeur tutélaire utilisée est issue des recommandations de la Commission Quinet de 2008, soit 100 €/tCO_2 en 2030 *(https://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/094000195/index.shtml)*. En février 2019, la Commission Quinet a mis à jour cette trajectoire dans son rapport *La valeur de l'action pour le climat* qui, au regard des nouveaux objectifs pris par la France en matière de changement climatique, rehausse la valeur tutélaire à hauteur de 250 €/tCO_2eq en 2030. Cette nouvelle valeur n'a pas fait l'objet d'analyse dans le cadre de cette édition du SDDR.

des hypothèses sur le coût variable des différentes filières de production : en effet, plus le poids du CO_2 est important dans ce coût variable, plus l'influence du prix du combustible hors CO_2 est réduite.

Au-delà des incertitudes sur les paramètres clés du système électrique, des incertitudes portent sur la capacité à adapter le réseau selon l'optimum économique théorique

Les trajectoires d'adaptation du réseau reflètent les choix optimaux pour la collectivité tels qu'ils résultent d'une analyse technico-économique selon les principes et méthodes de référence pour les réseaux électriques. Cependant, et malgré le recours privilégié aux techniques souterraines pour la création de nouvelles infrastructures (voir chapitre 3), les projets associés à ces trajectoires peuvent être confrontés à des problèmes d'acceptabilité. Dans ce cas, des adaptations pourraient se rendre nécessaires, notamment au travers d'une modification des tracés visant à contourner des zones sensibles ou par la mise en œuvre de solutions techniques améliorant l'intégration des ouvrages dans le paysage. Ces dispositions, lorsqu'elles sont mises en œuvre, sont de nature à augmenter le coût de réalisation des projets et potentiellement à remettre en cause leur pertinence.

Figure 12.14 Rentabilité des paquets d'interconnexion avec les coûts de référence et la variante de coûts hauts



Au-delà des questions d'acceptabilité, le coût des projets est soumis à d'autres incertitudes, comme l'évolution des marchés ou des difficultés techniques non anticipées dans les études préliminaires. Ces incertitudes peuvent être fortes pour les projets d'interconnexion, notamment pour les projets qui impliquent une liaison sous-marine sur une longue distance. Pour illustration, sur le paquet 2 des interconnexions, une hausse de 30 % des CAPEX et de 10 % d'OPEX conduirait à une diminution significative de la valeur, se traduisant par le report de la mise en service des projets.

Bilan : les interconnexions et les adaptations du réseau sont les plus sensibles à l'incertitude sur l'évolution du système électrique

Les adaptations et les interconnexions révèlent des sensibilités fortes aux paramètres traduisant l'évolution du système électrique et par conséquent aux incertitudes associées à l'évolution de ces paramètres :

- Les investissements dans de nouvelles interconnexions sont très sensibles aux hypothèses d'évolution du système électrique européen, notamment du mix énergétique français et des pays interconnectés (part respective du nucléaire, des EnR, des centrales à combustibles fossiles), ainsi qu'aux hypothèses de consommation et de prix des combustibles. Ces investissements s'inscrivent par ailleurs dans un contexte politique spécifique : si la rentabilité économique doit être un critère nécessaire pour la décision, la priorisation de ces investissements tient aussi compte d'autres rationalités (intégration des marchés européens, convergence des visions entre pays frontaliers, faisabilité technique…) ;
- Les investissements d'adaptation du réseau interne sont soumis à des incertitudes très fortes. Peu sensible aux évolutions diffuses de consommation, **la dynamique d'évolution du réseau de grand transport sera largement influencée par l'évolution du mix énergétique et par la géographie du nucléaire,** mais également par l'évolution du mix de production des autres pays européens. L'ampleur des adaptations des réseaux de répartition sera principalement dictée par le rythme d'émergence des

énergies renouvelables terrestres, ainsi que par la localisation de ces nouveaux moyens de production sur le réseau.

D'autres catégories d'investissement sont moins sensibles aux incertitudes.

- Les investissements de raccordement et de développement du réseau en mer sont très adhérents aux ambitions concernant les énergies renouvelables, mais leur localisation se clarifie lors des demandes de raccordement, ce qui oriente précisément les décisions d'investissement dans le réseau. Ces investissements nécessitent néanmoins, pour être optimisés sur le temps long, une vision programmatique des raccordements potentiels d'énergies renouvelables marines, et peuvent bénéficier de solutions adaptatives/modulaires sous réserve d'une vision coordonnée de l'aménagement du réseau pour l'accueil de ces productions (voir chapitre 6).
- Les investissements de renouvellement sont faiblement dépendants des différents paramètres caractérisant le système électrique, car le renouvellement du « réseau du quotidien » est nécessaire dans tous les scénarios. Des mutualisations entre renouvellement et adaptation pourront néanmoins conduire au cas par cas à des restructurations du réseau sur certaines zones, notamment dans des contextes de besoins mixtes entre modernisation du réseau et adaptation aux énergies renouvelables.

Tableau 12.1 Sensibilité des trajectoires d'adaptation et de la valorisation des interconnexions aux paramètres clés du système électrique

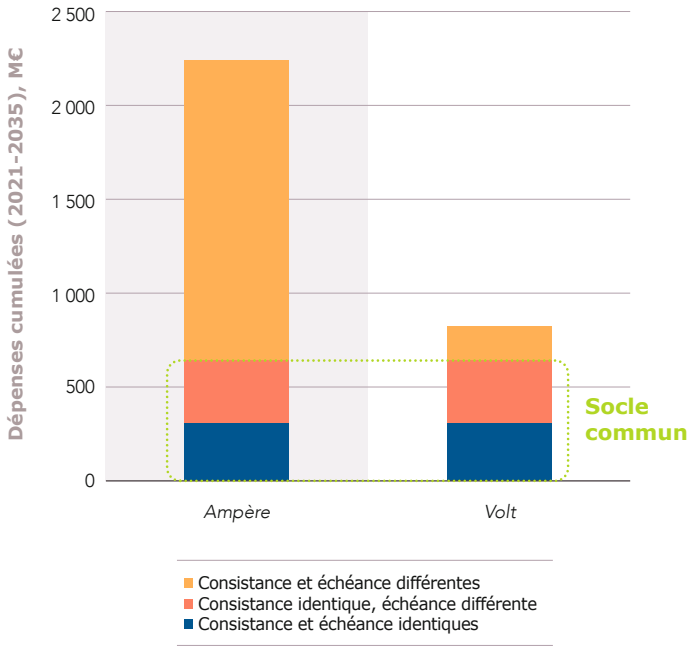
		Sensibilité de la valorisation des interconnexions	Sensibilité des besoins d'adaptation du réseau interne
Incertitudes majeures sur le mix de production française	Volume d'énergies renouvelables	Forte	Forte
	Localisation des énergies renouvelables	Modérée	Forte
	Modalités de développement du solaire	Modérée	Forte
	Localisation du déclassement nucléaire	Forte	Forte (Grand transport uniquement)
Incertitudes majeures sur la consommation française	Consommation électrique	Forte	Modérée
	Émergence du *power-to-gas*	Forte	Forte
	Émergence de l'électromobilité	Forte	Modérée
Incertitudes sur l'évolution du coût des combustibles et du CO_2		Forte	Modérée
Incertitudes sur l'évolution du mix européen		Forte	Forte (Grand transport uniquement)

12.2 Malgré les incertitudes, un socle d'adaptations commun à tous les scénarios de transition énergétique se dégage

Les trajectoires d'adaptation du réseau dépendent fortement du scénario de transition énergétique considéré. Cependant, certaines adaptations du réseau sont nécessaires quel que soit le scénario qui se réalise : elles constituent un « socle commun » indispensable à la transition énergétique.

Pour les réseaux de répartition, le socle commun correspond à un volume d'investissement d'environ 1,6 Md€ sur la période 2021-2035 et concerne environ 2 000 km de liaisons. Il caractérise les adaptations nécessaires même dans le cas d'une évolution modérée du mix énergétique (scénario *Volt)*. Les adaptations composant ce socle commun dépendront en pratique de la localisation des EnR sur le réseau : ainsi, s'il peut être qualifié en volume, sa consistance ne peut être précisée à ce stade et l'identification des adaptations qui le compose reste un enjeu.

Figure 12.15 Comparaison des adaptations du réseau grand transport dans les scénarios *Ampère* et *Volt*



Pour le réseau de grand transport, les adaptations nécessaires dans chaque scénario peuvent être identifiées plus précisément. Il est ainsi possible de distinguer :

- les adaptations qui ont la même consistance et des échéances de mise en œuvre proches dans les différents scénarios. Ces adaptations, justifiées quel que soit le scénario, pourront être engagées « sans regret » ;
- les adaptations identiques en consistance dans les différents scénarios, mais avec des échéances de mise en œuvre différentes. Ces adaptations semblent inévitables, mais devront être réalisées à un horizon dépendant du rythme effectif d'évolution du mix énergétique : le risque porte sur l'échéance de mise en œuvre (trop tôt ou trop tard, selon l'échéance à laquelle elles sont mises en œuvre et le scénario qui se réalise) ;
- les adaptations qui sont spécifiques à un scénario : il s'agit majoritairement de renforcements du réseau pertinents dans une trajectoire de forte modification du mix, mais non pertinents dans une trajectoire plus modérée. Ces adaptations, justifiées dans un scénario, ne le sont plus dans un autre : le risque est celui du coût échoué.

Les adaptations du réseau de grand transport relevant de ces différentes catégories sont identifiées en comparant les scénarios *Volt* et *Ampère*, qui présentent des hypothèses contrastées en matière de rythme d'évolution du mix énergétique (le scénario *Ampère* pouvant être, en première approche, assimilable au scénario PPE s'agissant du rythme de déploiement des EnR). La comparaison des réseaux associés à ces deux scénarios fait ressortir que

le « socle commun » d'adaptations représente pour le réseau de grand transport plus de 600 M€ d'investissement et 800 km de lignes sur la période 2021-2035. Elles se concentrent sur trois des zones de fragilités identifiées au chapitre 3 :

- le Massif central et le centre ;
- la façade atlantique ;
- la zone Rhône - Bourgogne.

Près des deux tiers des adaptations du réseau grand transport associées au scénario *Ampère* ne font pas partie de ce socle commun : elles ne sont pertinentes que dans une trajectoire d'accélération forte du développement des EnR, et représenteraient des coûts échoués si elles sont réalisées sans que cette trajectoire ne se matérialise. À l'inverse, si elles ne sont pas réalisées et que le développement des EnR venait à s'accélérer fortement, elles peuvent conduire à des coûts de congestion supérieurs au montant des investissements. Le risque, et par conséquent l'enjeu lié au pilotage du réseau en avenir incertain, porte sur cette catégorie d'adaptations. Les adaptations envisagées dans la zone Normandie - Manche - Paris (voir chapitre 3) relèvent de cette catégorie : elles sont nécessaires dans les scénarios *Ampère* et PPE, mais pas dans le scénario *Volt*.

12.3 Une adaptation du réseau désynchronisée de la transition énergétique conduirait à des surcoûts importants

Pour les adaptations hors du socle commun, l'incertitude sur le rythme effectif de la transition énergétique soulève un enjeu sur le bon tempo pour réaliser les adaptations. Deux stratégies opposées peuvent être envisagées face à cette incertitude temporelle :

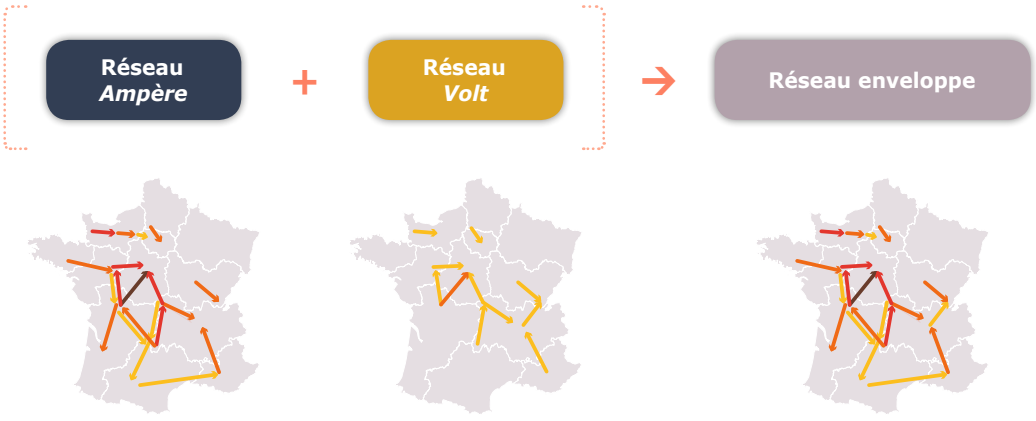
- **une approche « proactive »,** consistant à adapter le réseau selon la trajectoire d'évolution du système électrique la plus rapide, de manière à minimiser le risque de coupure ou de congestions. Dans cette approche, le *risque de regret* (avoir développé une ligne *in fine* non pertinente du point de vue économique) est préféré au *risque de remord* (ne pas avoir développé une ligne qui *in fine* se serait avérée utile) ;
- **une approche « réactive »,** consistant à engager l'adaptation du réseau seulement une fois toute incertitude levée, de manière à minimiser les risques de coût échoué. Dans cette approche, la planification privilégie les adaptations visant à éviter le *regret*, quitte à avoir du *remord*.

Dans le cadre du SDDR, des études ont été menées afin d'estimer si l'une de ces stratégies semblait préférable à l'autre. Ces analyses ont porté sur les incertitudes relatives à l'évolution du mix en France (notamment le volume d'EnR développé à l'horizon 10-15 ans) et son impact sur le volet *adaptation*. La comparaison de ces stratégies s'appuie sur deux scénarios contrastés en matière de rythme de déploiement de EnR : le scénario *Volt*,

Méthodologie de simulation de l'approche « proactive »

L'approche proactive conduit à un réseau «enveloppe» composé, pour chaque zone du réseau et chaque échéance, des adaptations correspondant au scénario le plus contraignant : si, pour une échéance donnée, l'adaptation optimale est un changement de conducteur dans *Volt* et un doublement de la ligne dans *Ampère*, le doublement de la ligne est retenu pour le réseau enveloppe.

Les résultats fournis dans ce chapitre correspondent au réseau enveloppe construit à partir des scénarios *Ampère* et *Volt*.



caractérisant une variante basse de la trajectoire EnR, et le scénario *Ampère*, représentant une trajectoire haute – comparable aux objectifs affichés du projet de PPE – de la trajectoire EnR.

L'approche « proactive » conduit à un réseau robuste à tous les scénarios, mais présente un risque d'investissements échoués

L'approche « proactive », consistant à adapter le réseau sur la base du scénario le plus contraignant, conduit à un réseau « enveloppe », robuste à tous les scénarios de transition énergétique. Elle implique en revanche de réaliser des adaptations pouvant s'avérer *a posteriori* prématurées (en avance par rapport à l'évolution du système électrique) voire injustifiées, donc à des surcoûts d'investissement. Ces coûts sont d'autant plus important que la transition énergétique est plus lente que prévu :

- Si le scénario *Volt* se réalise, le réseau enveloppe conduit à surcoût d'investissement modéré jusqu'en 2025 (+80 M€/an), puis plus important au-delà (+350 M€/an), soit un triplement de la trajectoire d'investissement par rapport au réseau optimal pour le scénario *Volt*. Ce surinvestissement permet une réduction des congestions, mais dans une mesure largement inférieure aux coûts échoués d'investissement. La trajectoire de dépense « nette » est ainsi plus que doublée après 2025.
- Si le scénario *Ampère* se réalise, le réseau enveloppe ne conduit qu'à une faible augmentation des investissements, de l'ordre de 20 M€/an (soit 300 M€ sur la période 2021-2035). La réduction des coûts de congestion compense partiellement cet effet, conduisant finalement à une trajectoire de coût très proche de celle du réseau optimal *Ampère*.

Raffinement de la modélisation : Les résultats précédents reflètent l'application systématique de l'approche proactive sur l'ensemble de l'horizon 2021-2035. Dans la réalité, les adaptations du réseau envisagées aux échéances les plus lointaines (après 2030) seront décidées ultérieurement, avec un gain d'information sur la trajectoire effective de la transition énergétique : la dynamique d'adaptation pourra alors être ajustée à la baisse. Cette capacité à ajuster les décisions futures peut être prise en compte en supposant qu'à partir de 2030, seules seront engagées les adaptations nécessaires, au vu de la configuration de réseau atteinte et de la situation du système électrique. Avec cette hypothèse, les coûts cumulés sur la période 2021-2035 indiquent que, dans le

Figure 12.16 Trajectoire de coût du réseau « enveloppe » dans le scénario *Volt,* comparée à la trajectoire du réseau optimal

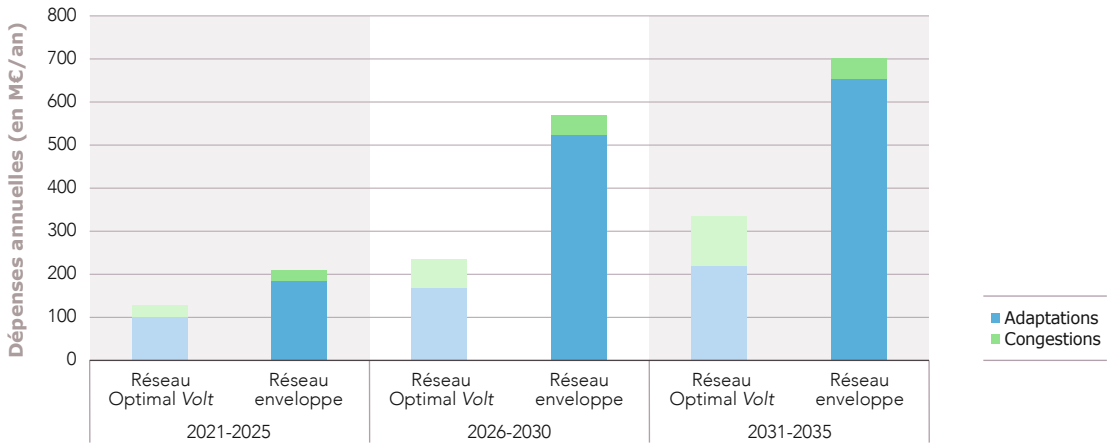
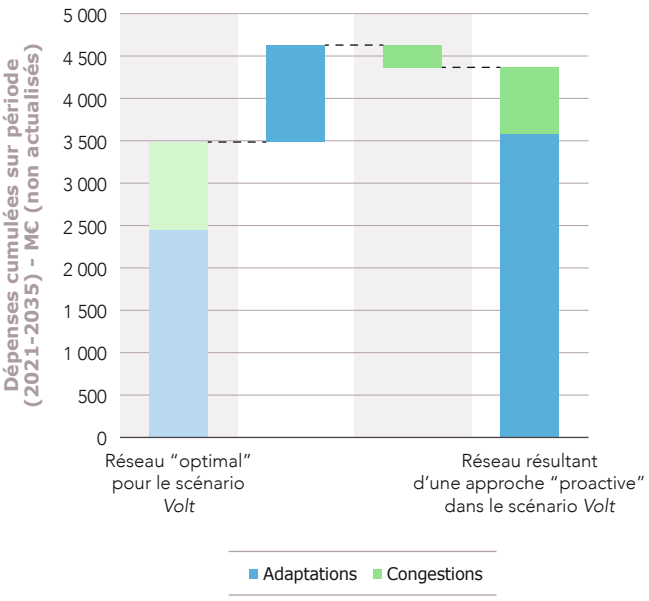


Figure 12.17 Surcoûts liés à l'approche proactive dans le scénario *Volt* (Coûts totaux 2021-2035, non actualisés)



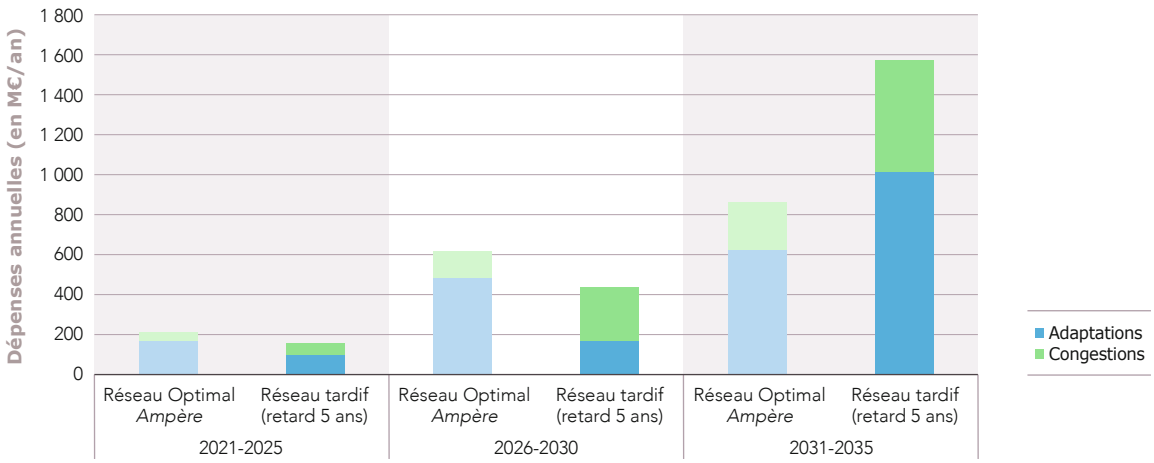
scénario *Volt*, le «surcoût» de l'approche proactive est d'environ 900 M€, soit 60 M€/an. **L'approche proactive augmente fortement le risque de coûts échoués dans les scénarios de transition énergétique les moins ambitieux.**

Une adaptation «réactive» du réseau limite le risque d'investissements échoués, mais peut conduire à des congestions importantes

À l'opposé de l'approche «proactive», l'approche «réactive» vise à éviter le risque d'investissements échoués en reportant la décision d'investissement jusqu'à ce que le besoin d'adaptation du réseau soit confirmé ; elle conduit à engager les projets d'adaptation peu avant l'apparition des contraintes et donc, au vu des délais de réalisation des ouvrages, à supporter des coûts de congestion pendant une période correspondant au retard à l'engagement du projet. Ces coûts de congestion sont d'autant plus élevés que ce retard est important, et donc que l'évolution du mix est rapide :

- Si le scénario *Volt* se réalise, l'adaptation tardive du réseau a des effets modérés : le socle commun représentant une part importante des adaptations du scénario *Volt*, le «retard» ne concerne qu'une faible part des adaptations. L'approche réactive conduit à un report des investissements de l'ordre de 25 M€/an sur la période 2021-2030 induisant des augmentations des congestions du même ordre de grandeur sur cette période, soit un effet net quasiment neutre jusqu'en 2030. Après 2030, des congestions résiduelles importantes sont encore

Figure 12.18 Trajectoire de coûts dans le cas d'un retard de 5 ans des adaptations du réseau dans le scénario *Ampère*, et comparaison à la trajectoire de coût du réseau optimal

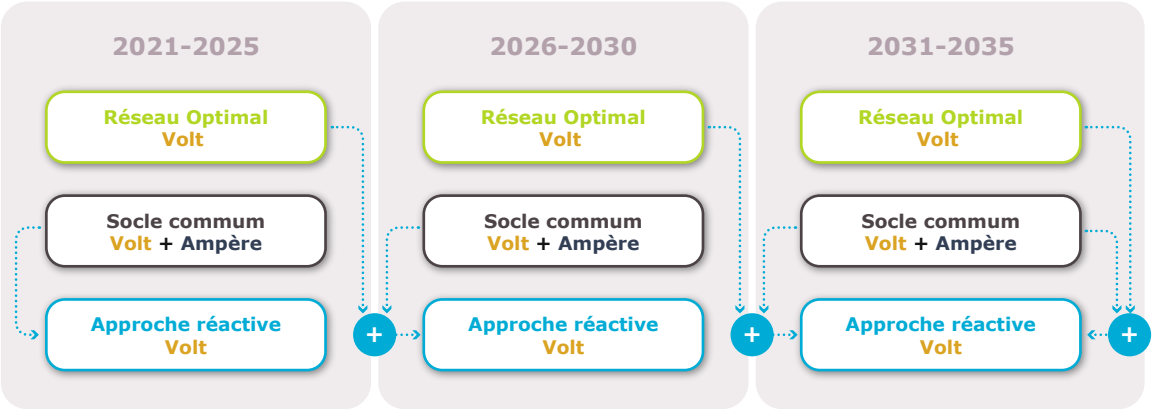


Méthodologie de simulation de l'approche « réactive »

L'approche réactive conduit à adapter le réseau « en retard » par rapport à la trajectoire optimale. À chaque période, le réseau résultant de cette approche est construit comme la combinaison :

- des adaptations du « socle commun » pour l'échéance considérée (ces adaptations étant communes à tous les scénarios, elles ne sont pas soumises à l'incertitude et pourront être mises en œuvre à temps) ;
- des adaptations du réseau « optimal » du scénario, mais pour la période antérieure à celle considérée, reflétant un retard de 5 ans des adaptations par rapport à la date de mise en service optimale.

Figure 12.19 Illustration de la construction du réseau résultant de l'approche « réactive » pour le scénario *Volt*



Les simulations d'une stratégie d'adaptation tardive du réseau sont effectuées en considérant un **retard moyen de 5 ans,** qui repose sur les hypothèses suivantes :

- sur un horizon de 3 ans, la trajectoire d'évolution du système est connue avec une incertitude suffisamment réduite pour être considérée comme « certaine ». En conséquence, la projection à cet horizon 3 ans permet de décider « avec certitude » si la situation du système électrique justifie ou non l'adaptation du réseau ;
- la durée type d'un projet structurant est de 8 ans à partir de la décision d'engager le projet.

La méthode de construction du réseau résultat de l'approche réactive peut conduire à reporter des investissements au-delà de l'horizon étudié (2035), et ainsi à comparer des trajectoires d'évolution du réseau sur des périmètres d'investissement différents. Pour éviter cet effet et la difficulté qu'il induit pour l'interprétation des résultats, un « bouclage » est effectué sur les investissements en 2035 : le montant des investissements de la période 2031-2035 est déterminé en intégrant l'ensemble des adaptations du réseau optimal à cette échéance, alors que les congestions de la période 2031-2035 sont calculées sans tenir compte de ces adaptations.

présentes tant que le réseau n'est pas adapté : l'ensemble de ces effets « retards » induit une désoptimisation globale d'environ 300 M€ sur la période 2021-2035.

- Si le scénario *Ampère* se réalise, le retard d'adaptation du réseau a des effets bien plus importants : il conduit à des coûts de congestion de l'ordre de 200 M€/an à partir de 2025, puis de 600 M€/an après 2030. Ces coûts de congestion, comparables à ceux actuellement constatés en Allemagne (de l'ordre du milliard d'euros en 2017[8]), sont bien supérieurs aux coûts de congestion du réseau adapté de manière « optimale » pour le scénario *Ampère*. L'effet net de la désoptimisation est estimé à 2,3 Md€ sur la période 2021-2035 avec :
  - une baisse de la trajectoire de dépenses dans un premier temps, l'effet du report des investissements étant plus important que l'augmentation des congestions,
  - puis, à partir de 2030, une forte hausse de la trajectoire de dépenses (+700 M€/an), issue du rattrapage des adaptations conjugué au surcoût des congestions résiduelles.

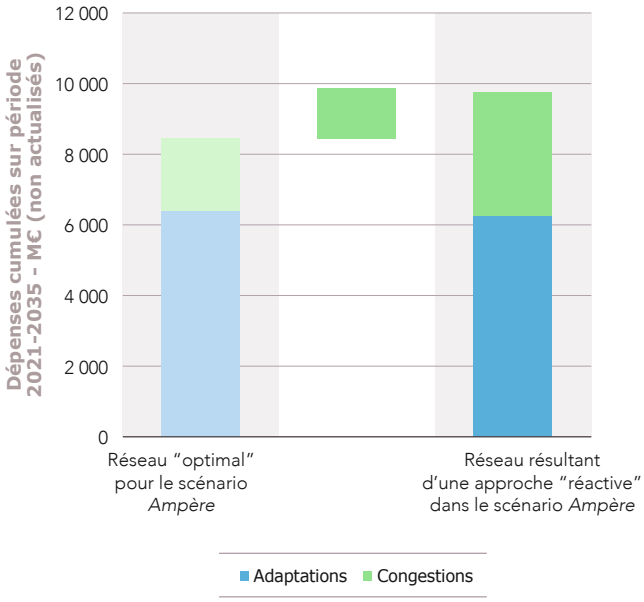
Raffinement de la modélisation : Les résultats précédents reflètent un retard d'adaptation du réseau sur l'ensemble de l'horizon 2021-2035 : ils n'intègrent donc pas la capacité à augmenter, sur le long terme, le rythme d'adaptation du réseau pour l'adapter à celui de la transition énergétique. Cette capacité d'ajustement peut être prise en compte en supposant qu'à partir de 2030, les adaptations du réseau ne sont plus retardées mais développées au bon moment. Avec cette hypothèse, les coûts cumulés sur la période 2021-2035 conduisent, dans le scénario *Ampère*, à un « surcoût » de l'approche réactive d'environ 1,4 Md€. **L'approche réactive, bien qu'apparemment intéressante à court terme, augmente fortement le risque global sur les coûts de congestion dans les scénarios de transition énergétique les plus ambitieux.**

Les stratégies « réactive » et « proactive » permettent de caractériser les risques liés à l'incertitude pour le réseau. **La comparaison de ces deux stratégies ne permet pas à ce stade[9] d'identifier clairement la supériorité de l'une ou l'autre :** si ces risques sont de natures différentes (investissements échoués contre congestions), ils sont d'ordre de grandeur comparables en valeur (donc en coût pour la collectivité).

Concrètement, il s'agira alors de faire un choix entre engager les adaptations correspondant à la trajectoire définie par les pouvoirs publics (la PPE) ou bien attendre que leur nécessité se confirme au vu des modifications constatées du système électrique. L'approche privilégiée par RTE consistera :

- à engager sans tarder les renforcements du « socle commun », dont l'intérêt est avéré dans l'ensemble des scénarios prospectifs ;

Figure 12.20 Surcoûts liés à l'approche réactive dans le scénario *Ampère*, en supposant un rattrapage du retard du réseau à partir de 2030 (coûts totaux sur la période 2021-2035, non actualisés)



8. Source : TenneT Holding BV, *Integrated annual report 2017*
9. Cette analyse devra faire l'objet d'approfondissements ultérieurs, la modélisation de l'incertitude dans une approche multifactorielle sur un objet aussi « sensible » que le réseau étant un objet technique relevant de l'effort de recherche sur plusieurs années.

- pour les adaptations sensibles aux incertitudes :
  - à recourir en priorité aux solutions flexibles à la main de RTE (voir chapitre 3) et/ou offertes par des acteurs tiers (voir chapitre 9) afin d'optimiser le réseau existant et de reporter l'échéance à laquelle des renforcements structurants seront potentiellement nécessaires ; ce gain de temps permettra de gagner en visibilité sur les besoins d'adaptation du réseau, notamment en renforçant les informations disponibles sur la localisation du renouvelable (voir chapitre 10) ;
  - à mettre « sous surveillance » ces renforcements, en réévaluant périodiquement leur intérêt au vu des nouvelles informations disponibles et en éclairant les décisions par une comparaison des risques liés à la réalisation (coûts échoués) et des risques liés au report de ces projets (congestions), combiné aux recours aux solutions flexibles.

12.4 Des leviers politiques, organisationnels et techniques existent pour maîtriser les effets de l'incertitude

L'incertitude sur la trajectoire de transition énergétique induit un risque de désynchronisation entre les évolutions du système de production d'électricité et le réseau, conduisant potentiellement à des coûts échoués pour la collectivité. Dans ce contexte d'incertitude, un pilotage spécifique des investissements sur la production et sur le réseau électrique doit permettre de maîtriser les risques à travers la planification des pouvoirs publics à l'échelle nationale, une coordination approfondie entre toutes les parties prenantes à l'échelle régionale et une plus grande flexibilité des gestionnaires de réseau à l'échelle locale.

LEVIER 1 : DANS UNE VISION NATIONALE, FAVORISER L'ATTEINTE DES AMBITIONS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR UNE PLUS GRANDE PLANIFICATION

En définissant une trajectoire précise de l'évolution du système électrique, la planification réduit l'incertitude et par conséquent les risques de coûts échoués pour le réseau. Les bénéfices pour l'adaptation du réseau seront d'autant plus forts que l'horizon de visibilité qu'offre la planification est cohérent avec le délai nécessaire à la réalisation des projets réseau : l'horizon de cinq ans correspondant à la première période de la PPE apparaît à ce titre insuffisant pour permettre une programmation robuste l'ensemble des adaptations, notamment sur le réseau de grand transport. L'horizon de dix ans auquel conduit la seconde période de la PPE est plus adapté à une telle programmation ; pour autant, des incertitudes subsistent à ce stade sur l'atteinte des objectifs énergétiques à cet horizon et au-delà (taux de pénétration des EnR, localisation de la production nucléaire…) et limitent les bénéfices de cette planification pour anticiper les besoins de réseau.

Afin de limiter les coûts échoués, le recours à une planification plus poussée présente un intérêt évident, notamment si elle permet :

- de partager au moins cinq ans à l'avance l'information sur les sites nucléaires qui seront déclassés, en priorisant un déclassement réparti sur le territoire afin de limiter les contraintes sur le réseau ;
- d'anticiper d'au moins dix ans l'arrivée d'un éventuel nouveau programme nucléaire, en tenant compte de l'impact que certaines localisations pourraient avoir sur les renforcements de réseau ;
- de disposer d'une vision consolidée des volumes cibles par filière renouvelable, avec pour les énergies marines la connaissance des volumes globaux à raccorder sur une même zone, et ce dès la mise en œuvre des premiers appels d'offres, afin de dimensionner sans surcoût le réseau à la cible.

Ces leviers d'anticipation constituent autant d'optimisations possibles pour le réseau en limitant les incertitudes sur l'arrivée de la production ; la remise en cause de ces critères pourrait conduire à conserver des incertitudes fortes et donc à assumer des coûts échoués sur le réseau.

LEVIER 2 : DANS LES SCHÉMAS RÉGIONAUX S3REnR, ANTICIPER L'ARRIVÉE DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE PAR UNE PLUS GRANDE COORDINATION

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ont été mis en place pour faciliter l'accueil des productions renouvelables sur les réseaux publics d'électricité, en planifiant à l'avance les adaptations nécessaires des réseaux à partir d'une ambition de production renouvelable définie sur chaque région et en mutualisant les coûts de création des nouvelles infrastructures de réseau entre tous les producteurs. Les bénéfices de la planification des S3REnR sont reconnus, à travers la vision coordonnée et mutualisée qu'ils permettent sur les adaptations nécessaires pour faciliter le raccordement des énergies renouvelables au réseau.

Des améliorations du dispositif sont possibles, en concertation avec les parties prenantes : le retour d'expérience a mis en évidence le décalage entre le délai de réalisation de certaines infrastructures[10] et la dynamique de développement rapide de la production renouvelable. Si les adaptations du réseau ne sont pas réalisées à la date où les installations de production sont prêtes à se raccorder, celles-ci sont amenées soit à décaler leur mise en service pour attendre la réalisation des travaux sur le réseau, soit à limiter leur production d'électricité dans les périodes où le réseau est contraint, dans l'attente des adaptations prévues dans le schéma.

Une coordination accrue doit donc être mise en œuvre à la maille régionale afin d'accroître le partage des informations fournies par les producteurs, notamment la robustesse des données concernant les gisements à accueillir (volumes, localisation). La connaissance la plus anticipée possible de l'arrivée effective des gisements associée à une remise à jour régulière de ces informations permettront d'éviter très en amont la mise en œuvre d'études ou de travaux fondés sur des informations non pertinentes et participeront à réduire les coûts échoués. Cette coordination permettra également de mieux anticiper les ouvrages structurants nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables.

RTE a lancé en 2018 et pérennisé depuis un groupe de travail «Anticipation» réunissant des représentants de producteurs, des gestionnaires de réseau de distribution, la CRE et la DGEC. Au sein de ce groupe de travail, des leviers d'amélioration ont été identifiés afin de mieux synchroniser la mise en service des infrastructures de réseau et les projets de production renouvelable, tout en maîtrisant les risques économiques pour la collectivité. La dernière synthèse des travaux du groupe de travail est disponible en intégralité en annexe 1.

L'anticipation des études et des procédures administratives pour raccorder au plus tôt

La création ou la révision d'un schéma S3REnR, et son approbation par le préfet de région, déclenche le processus de réalisation des études détaillées, de concertation et de préparation des procédures administratives afin de réaliser les infrastructures envisagées tout au long de l'arrivée effective de la production renouvelable prévue dans les schémas. L'ensemble des démarches administratives[11] peut durer plusieurs années avant la mise en service effective du projet de réseau.

10. Par exemple les créations de nouveaux postes source
11. De l'évaluation environnementale initiale et déclaration d'utilité publique à la mise en œuvre des servitudes nécessaires.

Figure 12.21 Durée et coûts d'un projet de développement d'un poste source avec sa liaison de raccordement



Pour les adaptations les plus structurantes sur le réseau, les délais de réalisation sont compris entre quatre et six ans. En moyenne, la part liée aux études techniques, à la concertation et à l'obtention des procédures administratives représente 70 % de la durée totale, pour seulement 15 % du coût des projets.

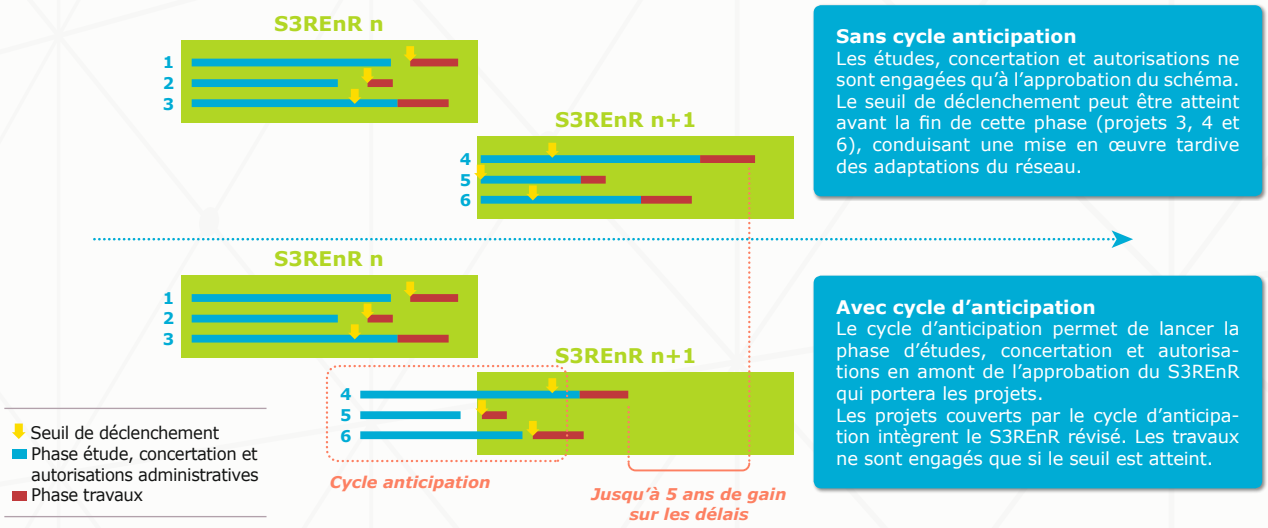
Afin de pouvoir réaliser les infrastructures au plus tôt après l'approbation du schéma, **il est proposé d'identifier les nouveaux besoins structurants avant la révision du schéma et d'anticiper les études détaillées ainsi que l'instruction administrative de ces projets.** Ces infrastructures intégreront ensuite le S3REnR révisé et la phase de réalisation des travaux ne sera enclenchée que si l'arrivée locale de la production d'énergies renouvelables dépasse un seuil prédéfini afin de garantir la pertinence du projet. Une telle anticipation permettrait de gagner jusqu'à cinq années sur la date de mise en service des projets.

Afin d'identifier les adaptations ou les créations de poste source à anticiper, un cycle d'études sera réalisé à la maille de chaque région administrative, en parallèle du processus S3REnR, par RTE et en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), avec une périodicité maximale de cinq ans. Les gisements de production éolienne et solaire seront fournis par les producteurs à un horizon de cinq ans, avec une perspective à dix ans, et feront l'objet d'un partage avec les pouvoirs publics régionaux et les parties prenantes, afin de disposer de la vision la plus robuste des perspectives de développement d'énergies renouvelables et de leur localisation précise. Ces gisements localisés permettront de faire émerger les stratégies d'adaptation du réseau nécessitant une anticipation : l'opportunité de ces anticipations sera revérifiée *via* une mise à jour annuelle des gisements de renouvelables conjointement avec les producteurs.

Anticiper les études et les procédures administratives des projets structurants peut générer des effets de deux types :

- une augmentation du risque de coûts échoués dans le cas d'études et d'instructions administratives menées en anticipation, lorsqu'elles n'aboutissent pas à la réalisation du projet du fait de l'évolution des hypothèses de localisation des énergies renouvelables ;
- une anticipation des dépenses liées aux travaux, par rapport au cadre actuel, estimée en moyenne à trois ans pour des adaptations ou des créations de poste source importantes (cette anticipation correspondant à une mise en service du projet à temps plutôt qu'en retard).

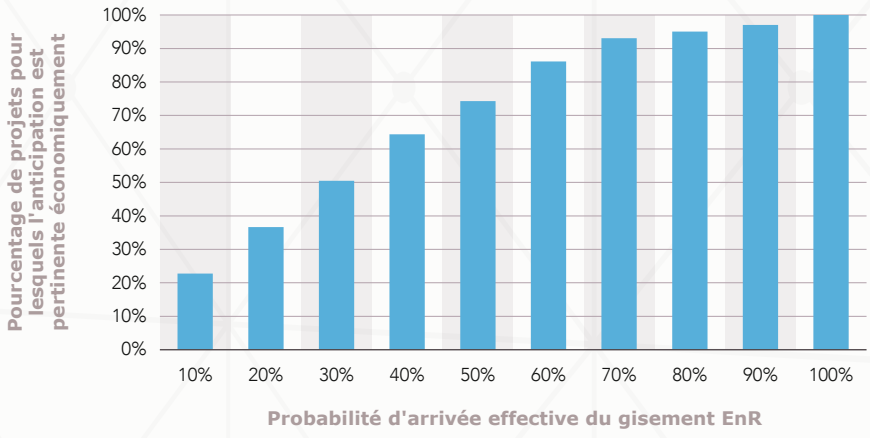
Figure 12.22 Articulation entre l'anticipation des études et des procédures administratives et le S3REnR



Les bénéfices liés à l'anticipation des études et des procédures administratives relèvent d'une meilleure évacuation de la production renouvelable raccordée sur le réseau, *via* une mise en service des infrastructures au bon moment. Les limitations de production, représentant des coûts pour la collectivité, sont ainsi évitées.

Les études à anticiper sont identifiées sur la base d'une vision prospective du gisement renouvelable localisé précisément dans chaque région. Le risque de coûts échoués associé à l'anticipation dépend de la probabilité d'arrivée effective du gisement d'énergies renouvelables qui déclenche le besoin d'adaptation ou de création de poste

Figure 12.23 Intérêt de l'anticipation de la phase d'études, concertation et autorisation selon la probabilité d'arrivée effective du gisement EnR



source : plus cette probabilité est grande, plus l'anticipation est pertinente économiquement car les risques de coûts échoués sont faibles et l'espérance de gain (les limitations de production évitées) est forte. Sur les quatre régions pour lesquelles les S3REnR en cours sont les plus avancés (Picardie, Nord-Pas-de-Calais, Champagne-Ardenne et Aquitaine), le taux constaté de réalisation des projets renouvelables nécessitant une adaptation du réseau ou une création de poste source est de 96%. Même en supposant des erreurs de prévision plus importantes que ce taux moyen constaté, l'anticipation des études détaillées et des procédures administratives demeure pertinente économiquement pour la collectivité pour une grande majorité des projets : en supposant un taux de réalisation effectif des projets EnR descendant à 60 %, l'anticipation de ces phases reste intéressante économiquement pour plus de 90 % des projets d'adaptation ou de création de postes source.

La pertinence économique d'anticiper les études et les procédures administratives sur les évolutions structurantes des S3REnR est donc avérée. L'intérêt d'anticiper est partagé par l'ensemble des parties prenantes du GT « Anticipation ». Des évolutions réglementaires ont été intégrées par la DGEC dans le cadre du projet d'ordonnance issu de la loi ESSOC et des futurs décrets sur les S3REnR, permettant d'inscrire les infrastructures de réseau anticipées dans le futur S3REnR.

La couverture des coûts associés à l'anticipation fait partie des questions restant à instruire. Dans le cas où des études et des procédures administratives sont abandonnées, les coûts associés pourraient être en partie couverts par les producteurs (ce qui n'est pas le cas actuellement) afin d'envoyer un signal incitatif sur la robustesse des gisements prospectifs servant de base à l'anticipation. Dans cette optique, la CRE, dans sa délibération du 31 janvier 2019 sur le projet de décret S3REnR, considère que ces coûts ne doivent pas être intégralement portés par le TURPE, mais également par les producteurs au travers de la quote-part.

Le dimensionnement « durable » du réseau pour raccorder au plus juste

Le principe du dimensionnement durable consiste à prendre en compte les besoins d'évacuation de production renouvelable au-delà du schéma en cours pour dimensionner les nouveaux postes d'évacuation des énergies renouvelables et leur ligne de raccordement au réseau, lorsque cette vision de l'arrivée des renouvelables est jugée suffisamment robuste par les parties prenantes. L'objectif est d'éviter de réaliser des travaux complémentaires quelques années après la création initiale du poste, afin de réduire les coûts et les impacts environnementaux pour la collectivité mais également pour réduire les délais et faciliter l'acceptabilité de ces adaptations du réseau.

Lors de l'élaboration d'un S3REnR, les gisements de production renouvelable pris en compte conjuguent les ambitions régionales à l'horizon du schéma et les projets envisagés à cet horizon par les différentes parties prenantes. Toutefois, les producteurs peuvent avoir une vision du développement potentiel d'une zone au-delà de l'horizon du schéma, rendant insuffisant le dimensionnement de certaines infrastructures à la cible. Si les informations de gisement dans la zone sont estimées robustes par l'ensemble des parties prenantes, les nouveaux postes à créer et leur ligne de raccordement feront l'objet d'un traitement spécifique pour les dimensionner plus durablement. Afin de limiter les dépenses anticipées lors du dimensionnement durable tout en maximisant la capacité supplémentaire créée, les stratégies de réseau identifiées initialement ne seront pas modifiées mais leur consistance sera renforcée *via* l'installation de câbles ou de transformateurs avec des capacités supérieures de transit.

L'exemple ci-dessous illustre l'intérêt du dimensionnement durable. Le S3REnR n°1 identifie le besoin de créer un nouveau poste source, pour

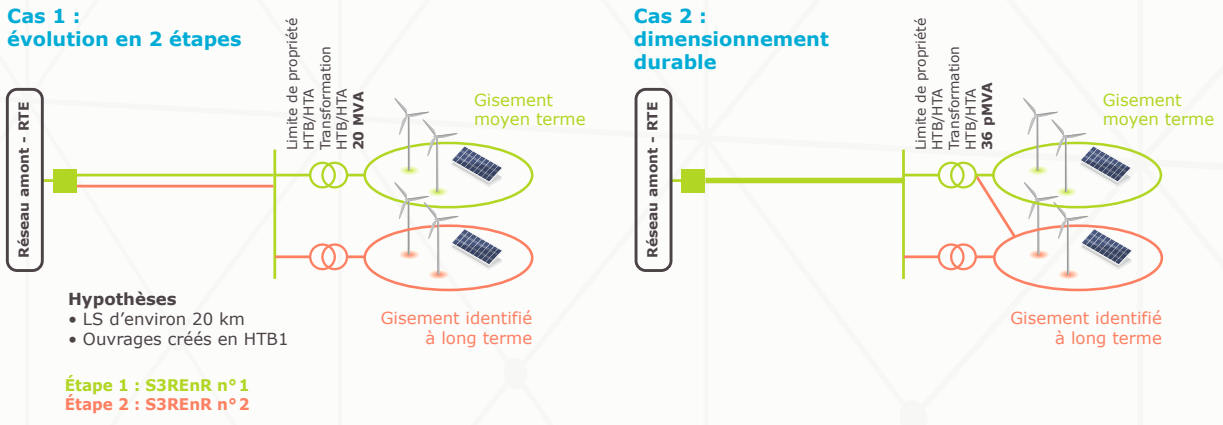
accueillir un gisement de 20 MW. Si à l'horizon du schéma suivant, le gisement long terme est estimé à 52 MW, l'adaptation initiale du réseau peut se faire selon deux options en fonction du degré de confiance : un premier développement pour les 20 premiers MW, puis dans le deuxième schéma, la construction d'une deuxième liaison souterraine et d'un transformateur supplémentaire en cas d'arrivée des MW suivants (cas 1) ; ou (cas 2) en tenant compte dès le premier schéma de l'évolution long terme du gisement, en construisant dès le départ une liaison souterraine et un transformateur de plus grandes capacités. Le montant initial des investissements à prévoir dans le premier schéma dans le cas 2 est supérieur de 12 % à celui du cas 1, mais le coût total de l'adaptation pour l'accueil des 52 MW dans le cas 1 dépasse de plus de 20 % celui du cas 2.

La pertinence économique du dimensionnement durable doit donc être analysée en regard de la robustesse de la vision prospective du gisement renouvelable. Dans des zones à fort potentiel de développement, sans contraintes fortes d'acceptabilité, le dimensionnement durable sera économiquement pertinent et permettra de réduire les délais de raccordement du gisement qui interviendra après l'horizon du S3REnR. En revanche, dans les zones où la vision du développement d'un gisement au-delà de celui identifié dans le S3REnR n'est pas suffisamment probable, le recours au dimensionnement durable devra être évité.

L'opportunité de recourir au dimensionnement durable pour la création de postes source à créer sera donc analysée au cas par cas, au regard des gisements identifiés à long terme au moment de l'élaboration du S3REnR. Il ne sera donc pas systématique et sera mis en œuvre dans les cas où la proposition fait consensus avec les parties prenantes. Les coûts relatifs au dimensionnement durable d'une infrastructure seront portés par le schéma nécessitant sa création, *via* la quote-part.

Par ailleurs, pour maîtriser encore davantage le risque de réaliser l'investissement complémentaire et qu'il s'avère inutile dans le futur, RTE a proposé d'intégrer un ultime jalon de vérification de la pertinence du dimensionnement durable pour un poste à créer, juste avant de commander le câble de raccordement, qui représente la dépense majeure.

Figure 12.24 Illustration du principe de dimensionnement durable



LEVIER 3 : À LA MAILLE DES PROJETS DE RÉSEAU, DE NOUVELLES SOLUTIONS TECHNIQUES POUR LIMITER LES EFFETS DE L'INCERTITUDE

Dans un contexte d'incertitude élevée, certaines nouvelles solutions techniques contribuent à adapter le réseau de façon plus flexible que des renforcements structurels :

- les solutions *smart grids* (voir chapitre 3) telles que le DLR ou les automates de limitation de production permettent d'optimiser l'exploitation du réseau existant et offrent ainsi des alternatives peu coûteuses aux adaptations structurelles du réseau, en particulier pour des contraintes de faible ampleur et/ou temporaires. Au-delà de leur coût de mise en œuvre – significativement inférieur à celui des adaptations structurelles, leur rapidité de déploiement présente un intérêt particulier dans un contexte d'incertitude : lorsque la pertinence d'une adaptation structurelle est incertaine, ces solutions *smart grids* sont une solution d'attente autorisant à reporter la décision d'un investissement structurel tout en maîtrisant les risques de congestion.
- les solutions d'adaptation « modulaire » permettent, pour un coût faible, d'anticiper des besoins de long terme encore incertains, dans l'objectif de réduire le coût d'adaptation ultérieur si ce besoin se confirme. Les plateformes modulaires des postes en mer, dont l'intérêt est illustré au chapitre 6, en sont une bonne illustration.



13

L'ENVIRONNEMENT

13. L'ENVIRONNEMENT : LES ÉVOLUTIONS DU RÉSEAU MINIMISENT LES INCIDENCES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN PLEINE TRANSFORMATION

SYNTHÈSE

L'évolution du réseau public de transport d'électricité est un prérequis à l'évolution du mix prévue par la PPE et à l'atteinte des objectifs fixés par la SNBC. L'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 nécessite en effet un développement du système électrique pour alimenter d'autres usages (transports, chauffage) ou de nouveaux vecteurs (hydrogène), ainsi qu'un achèvement de la décarbonation – déjà très largement atteinte – du secteur électrique.

L'évolution des réseaux permet, en premier lieu, un effet de levier sur les émissions de gaz à effet de serre. Sur la période du SDDR, d'importantes transformations sont nécessaires :

1) l'adaptation du parc de production d'électricité (fermeture des centrales au charbon, croissance de la base de production décarbonée et substitution nucléaire/renouvelables) nécessitera une adaptation du réseau de grand transport ;
2) l'électrification de certains usages utilisant aujourd'hui des combustibles fossiles en majeure partie (chauffage) ou quasi-exclusivement (transports) aura une influence sur le dimensionnement des réseaux de répartition ;
3) la décarbonation de certains vecteurs comme l'hydrogène (*via* l'électrolyse), dont la production est aujourd'hui exclusivement obtenue par le biais de combustibles fossiles : les électrolyseurs seront raccordés directement au réseau de RTE.

À l'horizon 2031-2035, le levier de réduction des émissions associées sera *a minima* compris entre 50 et 70 $MtCO_2$ par an si les ambitions de la PPE sont atteintes.

Au sein de ce cadrage général, l'évolution du réseau soulève des enjeux environnementaux qui lui sont propres. **Ces enjeux font pour la première fois l'objet, dans le SDDR, d'un chapitre dédié et d'une évaluation quantifiée des enjeux. Dans ce cadre, l'évaluation environnementale stratégique (EES) qui accompagne le SDDR sera soumise à l'avis l'Autorité environnementale.** L'EES ne porte pas sur des projets précis d'évolution du réseau, mais sur le programme d'ensemble et la stratégie de référence présentée dans le SDDR. Elle permet d'identifier des leviers, à la main de RTE, et d'interroger les grands arbitrages entre performance économique et environnementale ainsi que la hiérarchie des enjeux associés.

Les enjeux environnementaux comprennent les émissions de gaz à effet de serre mais ne s'y résument pas. Ils intègrent notamment (1) la préservation des paysages, du patrimoine et du cadre de vie, (2) la limitation de l'épuisement des ressources minérales et le développement de l'économie circulaire, et (3) la préservation et la restauration de la biodiversité et des services écosystémiques.

Dans ce cadre, RTE a bâti une stratégie de référence pour l'évolution du réseau de référence,

intégrant les principes d'optimisation économique et de performance environnementale.

Cette stratégie repose sur des principes simples, qui seront déclinés dans chaque projet :

- le dimensionnement au plus juste des adaptations du réseau, par l'utilisation de solutions flexibles pour pousser plus loin l'optimisation des actifs et éviter certains renforcements ;
- la construction par défaut des nouvelles infrastructures en souterrain pour les réseaux de répartition ;
- la réutilisation des couloirs existants pour le réseau de grand transport de manière à garantir l'absence de nouvelle ligne en site vierge (hors raccordement) ;
- le renouvellement des infrastructures existantes privilégié en technologie souterraine pour les réseaux de répartition (HTB1) et même pour certaines lignes de grand transport (HTB2) ;
- la recherche systématique d'une mutualisation, en proposant des solutions institutionnelles à cet effet (plan de développement de l'éolien en mer par façade maritime, optimisation régionale dans le cadre des S3REnR, mutualisation des adaptations et des renouvellements etc.).

La mise en œuvre de ces principes rend possible :

1) **la diminution massive des émissions de CO_2 du système électrique** en raccordant les nouvelles installations de production renouvelable mais également en réduisant les congestions liées à la saturation progressive des réseaux. Le développement de nouvelles interconnexions permettra d'offrir des débouchés supplémentaires aux énergies décarbonées, réduisant d'autant le recours aux moyens de production thermique en Europe ;
2) **la diminution de l'empreinte visuelle du réseau de l'ordre de 5 % à l'horizon 2035.** Cette diminution est principalement portée par la mise en souterrain des liaisons HTB1 lors de leur renouvellement et dans une moindre mesure, par le recours préférentiel à la technologie souterraine dans le cadre des adaptations sur les réseaux de répartition ;
3) **la maîtrise des besoins en ressources minérales issus des renouvellements et des adaptations du réseau électrique.** L'utilisation de solutions flexibles permettant de diminuer le recours aux adaptations structurelles, l'allongement de la durée de vie des ouvrages ou la mutualisation des plateformes en mer sont ainsi proposés dans le cadre du SDDR. La mise en œuvre d'une démarche d'éco-conception contribuera à réduire l'empreinte environnementale des solutions employées ;
4) **l'atteinte de l'objectif de « zéro perte nette de biodiversité ».** RTE engage ainsi une démarche de mise en œuvre, très en amont des nouveaux projets, de la séquence « éviter – réduire – compenser ». Le renouvellement et l'entretien de l'infrastructure permettent également de préserver et restaurer la biodiversité aux abords du réseau existant.

Le développement d'un réseau à haute performance environnementale a un coût. Sur chaque projet, les exigences de performance environnementale ne seront pas spontanément compatibles avec l'ambition de minimiser les coûts. Au niveau macroscopique, ce conflit se retrouve : il n'est pas possible de prétendre à la fois transformer le réseau à moindre coût, et consolider un réseau à haute performance environnementale.

La stratégie proposée dans le SDDR constitue un arbitrage entre ces différentes exigences. Par exemple, la stratégie de mise en souterrain systématique pour les adaptations réalisées sur les réseaux de répartition conduit à un surcoût total (OPEX + CAPEX) de 50 à 100 M€/an par rapport à l'optimum économique. *In fine,* l'arbitrage doit être le reflet des attentes de la collectivité. Les avis attendus du Ministre, de la CRE et de l'Autorité environnementale permettront de préciser les contours de cet arbitrage et de déterminer des principes robustes qui seront ensuite déclinés dans les différents projets.

13.1 L'évolution du réseau électrique est un prérequis à une réduction massive des émissions de gaz à effet de serre

Le SDDR prend en compte l'ensemble des orientations de politique énergétique françaises clarifiées au cours des dernières années

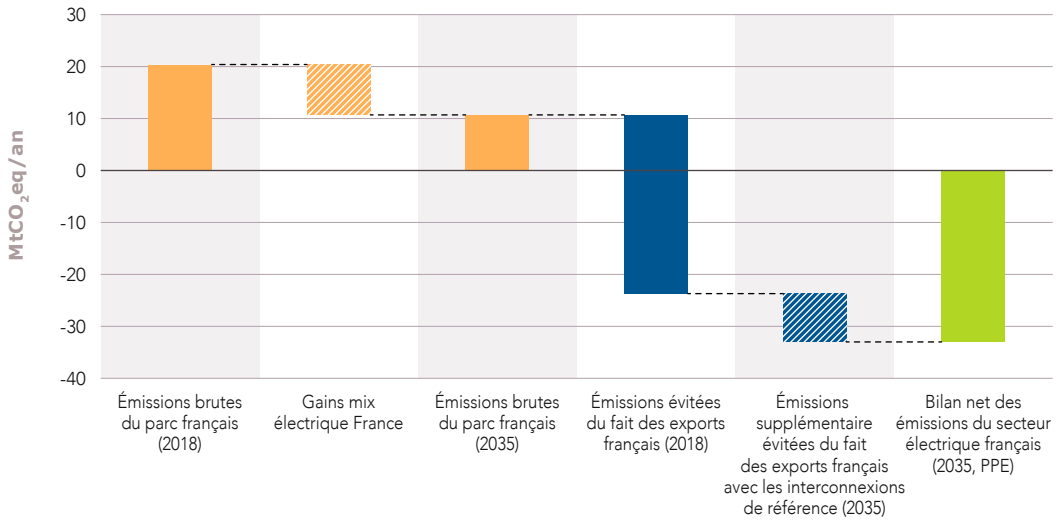
Fin 2018, le Gouvernement a établi ses priorités en matière de réduction des émissions de CO_2eq et d'évolution du mix énergétique, au travers de deux documents principaux :

- le projet de SNBC, qui définit la feuille de route pour atteindre la « neutralité carbone » en 2050, *via* notamment l'électrification de certains secteurs (transports, logement, industrie) et le développement de capacités de production d'électricité décarbonée ;
- le projet de PPE, qui organise l'accélération du développement des énergies renouvelables au cours des prochaines années (dans tous les secteurs, notamment dans celui de l'électricité) ainsi que la diversification du mix électrique (avec un objectif de 50 % pour la part de production d'électricité d'origine nucléaire à 2035).

Ces orientations doivent conduire à réduire fortement les émissions directes de gaz à effet de serre en France. Cet effet est notamment comptabilisé dans les différents rapports prévisionnels de RTE (Bilan prévisionnel 2017 et ses suites, analyses sectorielles spécifiques) et pourra être analysé à différents niveaux.

Au niveau du mix électrique français, la mise en œuvre des transformations du parc de production doit conduire à une diminution significative des émissions de CO_2eq, pourtant déjà très faibles du fait de la part très importante de la production nucléaire et renouvelable (notamment hydraulique). En tenant compte de la fermeture des centrales à charbon, combinée à une moindre sollicitation des centrales au gaz, les estimations tablent sur une réduction d'environ 10 $MtCO_2$eq par

Figure 13.1 Apport du système électrique français, des adaptations de réseau et des interconnexions à la décarbonation du mix électrique européen (2035)



an à l'horizon 2035 par rapport au niveau actuel de 20,4 $MtCO_2eq$ en 2018[1].

Au niveau du mix électrique européen, l'effet des politiques menées en France est également significatif puisque le pays est actuellement structurellement exportateur d'une électricité largement décarbonée, qui se substitue à des sources de production à base d'énergies fossiles à l'étranger. Le Bilan prévisionnel 2017 a chiffré la participation actuelle de la France à la décarbonation du système électrique européen à hauteur de 34 $MtCO_2eq$ par an. Les analyses actualisées sur le scénario PPE permettent d'évaluer à 10 $MtCO_2eq$ par an la contribution supplémentaire des interconnexions futures à l'horizon 2035.

Au niveau de l'ensemble du secteur de l'énergie en France, les orientations de la SNBC doivent conduire à des évolutions structurantes dans certains secteurs dépendant encore majoritairement ou quasi exclusivement des énergies fossiles (industrie, logement, transport). L'électrification de certains usages (mobilité légère notamment) ou de certains vecteurs (hydrogène), associée à une décarbonation quasi-totale du secteur de l'électricité, doit permettre un important effet de levier. Dans le cadre des prolongements du Bilan prévisionnel et des travaux menés en concertation avec les parties prenantes, RTE a publié ou travaille sur trois volets.

- Sur le transport automobile : RTE a publié, le 15 mai 2019, une étude complète sur l'électrification du transport automobile et ses conséquences sur le système électrique. Sur la base des cinq scénarios étudiés, les émissions évitées en France à l'horizon 2035 se situent entre 25 et 35 $MtCO_2eq$ par an (pour le développement de respectivement 12 et 16 millions de véhicules électriques en 2035 et les modalités de développement associées).
- Sur l'hydrogène : le Plan hydrogène lancé par le Gouvernement en 2018, prévoit un déploiement de l'hydrogène dit «vert» issu de l'électrolyse qui, combinée au développement des énergies renouvelables, contribuera à l'atteinte des objectifs de la France en matière de décarbonation ; les leviers de réduction des émissions associées se situent entre 5 et 7 $MtCO_2eq$ par an.
- Sur le chauffage : RTE a également engagé une étude, en partenariat avec l'ADEME. En effet, l'électrification du chauffage résidentiel offrirait la possibilité de diminuer les émissions de CO_2eq associées à ce secteur.

Ainsi, à l'horizon 2031-2035, le levier de réduction des émissions associées sera *a minima* compris entre 50 et 70 $MtCO_2eq$ par an si les ambitions de la PPE sont atteintes.

Ces évolutions nécessitent des adaptations de réseau

L'adaptation du parc de production d'électricité (fermeture des centrales au charbon, développement des EnR, adaptation du parc de production nucléaire), l'électrification de certains usages aujourd'hui très largement dépendant des énergies fossiles, ou la décarbonation de certains vecteurs, nécessitent une évolution du réseau de grand transport ainsi que des réseaux de répartition. Pour rendre ces orientations concrètes, les évolutions décrites dans le SDDR sont indispensables.

Les dépenses à engager dans le réseau de transport sont faibles par rapport aux bénéfices escomptés. L'évolution du réseau de transport d'électricité rend possible la transformation du mix électrique et l'électrification des usages telles qu'inscrites dans la PPE et la SNBC et constitue donc un prérequis pour atteindre les ambitions environnementales associées à la décarbonation du secteur énergétique. Pour autant, ceci n'exonère pas, pour autant, RTE de penser l'évolution de l'infrastructure en activant les leviers à sa main pour minimiser les incidences environnementales qui y sont associées.

1. *https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/emissions-de-co2/#*

L'analyse environnementale distingue la stratégie minimale réglementaire d'une stratégie de référence intégrant les principes exposés dans le SDDR

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[2]. Celle-ci vise à éclairer l'ensemble des effets probables, positifs ou négatifs, directs ou indirects, temporaires ou permanents, à court, moyen ou long terme ou encore en fonction de l'incidence née du cumul de ces effets lié à la mise en œuvre du schéma sur différentes thématiques environnementales.

Dans le cadre de cette EES, la dimension environnementale est explorée très en amont des projets d'évolution du réseau en intégrant dans l'élaboration des stratégies les enjeux suivants (en particulier sur les quatre premiers enjeux considérés comme majeurs dans l'EES) :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- préserver les paysages, le patrimoine et le cadre de vie ;
- limiter l'épuisement des ressources minérales et développer l'économie circulaire ;
- préserver et restaurer la biodiversité et les services écosystémiques ;
- renforcer la résilience du réseau et des territoires face au changement climatique et limiter l'impact des risques naturels ;
- assurer une gestion rationnelle de l'espace et préserver les sols et les ressources en eau ;
- limiter les risques industriels et technologiques ;
- limiter les nuisances et préserver la santé publique

Deux stratégies d'évolution du réseau sont comparées pour l'analyse environnementale

Pour éclairer l'analyse des impacts environnementaux du schéma, deux stratégies sont comparées :

- **une stratégie *minimale* (technique et réglementaire),** dans la continuité des pratiques existantes et des projets déjà décidés. Cette stratégie *a minima* intègre donc les adaptations décidées à moyen terme, ainsi que les raccordements terrestres et en mer. Toutefois, elle ne considère pas les optimisations possibles grâce aux mutualisations et aux solutions de flexibilités permises par le développement de l'ossature numérique.
- **une stratégie de référence,** stratégie préférentielle retenue dans l'exercice du SDDR, qui intègre l'ensemble des mesures d'amélioration envisagées permettant ainsi d'optimiser le service rendu, les coûts et les incidences environnementales : d'une part les adaptations et interconnexions supplémentaires à moyen et long terme qui permettront d'atteindre les objectifs fixés par la PPE ; et d'autre part, l'ensemble des leviers à la main de RTE visant la sobriété (recours aux solutions flexibles et numériques, optimisation du renouvellement, mutualisation, etc.).

Dans le cadre de l'EES, l'évaluation des incidences repose sur l'analyse comparée de ces deux stratégies, à l'horizon 2035. La stratégie *minimale* n'est pas souhaitable pour la mise en œuvre de la transition énergétique, mais constitue le point de comparaison pour évaluer de manière tangible l'impact des évolutions de réseau découlant de la mise en œuvre du SDDR.

2. 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)

Tableau 13.1 Présentation des stratégies par volet industriel faisant l'objet d'une analyse environnementale

Volets industriels	Stratégie *minimale* (technique et réglementaire)	Stratégie de référence
Renouvellement	L'infrastructure est rénovée en fonction d'un critère d'âge. Les reconstructions sont réalisées partiellement en aérien et partiellement en souterrain selon la dynamique constatée aujourd'hui.	L'infrastructure est rénovée en fonction d'un diagnostic fiabilisé, d'un critère de risque et de service rendu. Les reconstructions sont réalisées massivement en souterrain sur les réseaux de répartition.
Adaptation	Seules les adaptations déjà décidées à moyen-terme (5 ans) sont réalisées, ainsi que les raccordements terrestres.	Toutes les adaptations de réseau pertinentes sont réalisées à l'horizon 2035 et la technologie souterraine est privilégiée en particulier sur les réseaux de répartition.
Ossature numérique	Le déploiement des solutions flexibles est limité par un réseau insuffisamment numérisé.	Une stratégie ambitieuse de numérisation est déployée sur le réseau : le déploiement massif de capteurs (monitoring) et d'automates rend possible une exploitation plus performante et plus sobre du réseau.
Interconnexion	3 GW de projets d'interconnexions sont réalisés (ce sont les projets déjà engagés : paquet *certain).*	15 GW de projets d'interconnexions rentables et matures techniquement sont priorisés et réalisés sur la période 2021-2035 (paquets *certain* puis *sans regret* puis *sous conditions).*
Réseau en mer	Chaque parc éolien en mer est raccordé avec une infrastructure de réseau dédiée.	Les raccordements sont optimisés et les plateformes en mer sont mutualisées.

13.2 Au-delà de la transformation du mix et de l'électrification de certains usages, les évolutions de réseau proposées dans le SDDR minimisent les émissions de CO_2 issues de la gestion du système électrique

Les adaptations du réseau électrique constituent un levier de diminution des émissions de CO_2 du système électrique

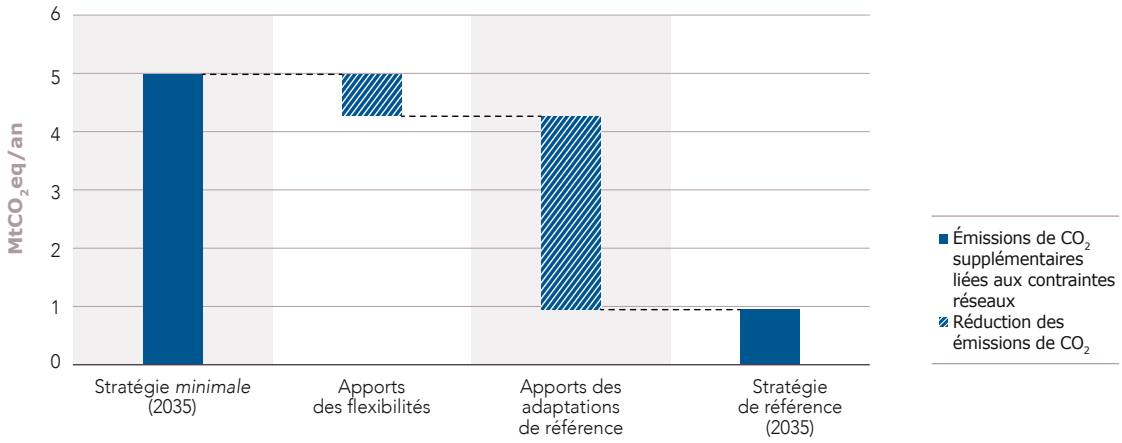
En 2014, le bilan de gaz à effet de serre[3] réalisé par RTE a évalué l'empreinte carbone du réseau électrique à hauteur de 1,6 $MtCO_2eq$/an, se répartissant comme suit :

- les pertes sur le réseau (0,79 $MtCO_2eq$)[4]
- le patrimoine (0,51 $MtCO_2eq$)[5]
- les rejets de SF_6 (0,12 $MtCO_2eq$)
- d'autres postes moins significatifs : en particulier, des émissions de CO_2 liées aux congestions du réseau, quasi-nulles actuellement.

À titre de comparaison, le mix de production électrique français a émis globalement 20,4 $MtCO_2$ en 2018[6] (incluant les pertes électriques) : l'empreinte du réseau de transport n'en représente que 3,8 %.

En l'absence d'adaptation du réseau, la diversification du mix conduirait à des congestions importantes sur le réseau (voir chapitre 3). Dans une stratégie *minimale* (sans adaptation), ces congestions nécessiteraient de limiter l'évacuation des productions renouvelables et de compenser ces limitations par une production potentiellement plus polluante (par exemple baisse d'une production renouvelable et hausse une production à base de gaz). Dans la stratégie de référence, la mise en œuvre des adaptations et des solutions de flexibilités sur le réseau de transport d'électricité minimise ces limitations et permet d'économiser jusqu'à 4 $MtCO_2eq$/an à l'horizon 2035. Les congestions résiduelles constituent un optimum technique, économique et

Figure 13.2 Contribution des adaptations et des flexibilités à la réduction des émissions de CO_2eq (scénario PPE, 2035)



3. Source : BEGES de RTE, 2014
4. Qui comptabilise les émissions de la production et de l'amont de la production. En 2017 et en émissions directes, elles ont représenté 0,7 $MtCO_2eq$
5. Qui tient compte de la durée de vie des infrastructures
6. Hors cycle de vie.

environnemental pour la collectivité car les émissions de CO_2 qui y sont associées sont valorisées à hauteur de la trajectoire tutélaire du carbone[7].

La décarbonation du mix électrique envisagée dans la PPE et rendue possible par l'évolution du réseau de transport actuel, conduit également à diminuer le contenu carbone moyen des pertes électriques du réseau (notamment grâce à la fermeture des centrales à charbon). Au final, le bilan CO_2 des pertes électriques devrait donc être divisé par trois entre aujourd'hui et 2035.

Les interconnexions favorisent également la diminution des émissions de CO_2 à l'échelle européenne

L'accroissement des échanges d'électricité entre les pays européens, *via* les interconnexions, favorise la décarbonation du mix électrique européen en offrant des débouchés supplémentaires à la production renouvelable, diminuant ainsi le recours aux moyens de production thermique.

La contribution des nouvelles interconnexions entre la France et les pays frontaliers, combinée aux évolutions des mix électriques européens et à la mutualisation des moyens de production décarbonée, participe ainsi à la diminution des émissions du secteur électrique européen à hauteur de 10 $MtCO_2eq/an$.

Cette décarbonation se décompose entre la part issue de la mise en œuvre des interconnexions déjà engagées du paquet 0 (stratégie minimale) pour 4 $MtCO_2eq/an$ et la mise en service de nouvelles interconnexions (situation de référence intégrant les paquets 1 et 2 *sans regret* et *sous conditions)* à hauteur de 6 $MtCO_2eq/an$.

Le renouvellement accéléré des équipements identifiés dans le plan « PSEM » réduira les émissions de CO_2 issues du réseau existant

Parmi les enjeux portant sur le renouvellement des infrastructures (voir chapitre 2), un pan spécifique concerne les postes sous enveloppe métallique (PSEM). Ces derniers constituent une catégorie spécifique de poste électrique, dont l'isolation est réalisée par un gaz – l'hexafluorure de soufre (SF_6) – contenu dans une enveloppe métallique externe.

Figure 13.3 Bilan net des stratégies de développement des interconnexions à la décarbonation du mix électrique européen

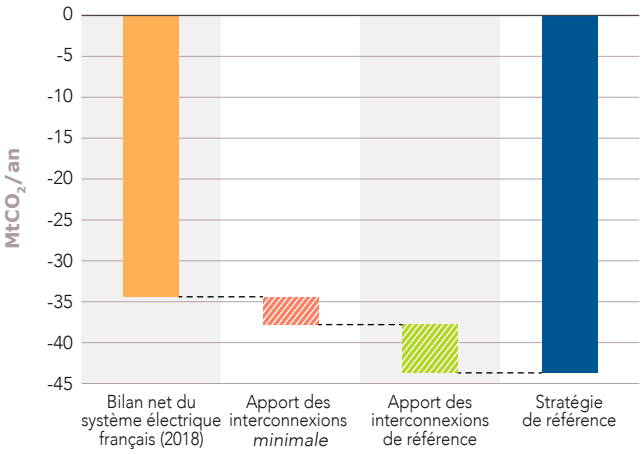
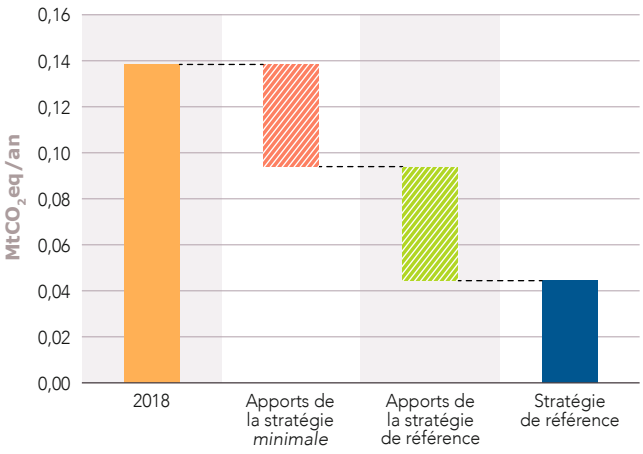


Figure 13.4 Évolution des rejets de SF_6 en fonction des stratégies de renouvellement



7. Voir encadré dédié.

Les fuites provenant de ces matériels génèrent des émissions de gaz à effet de serre[8]. En 2018, ces fuites ont représenté 5,89 tonnes de SF_6 soit environ 0,14 $MtCO_2eq$. Le plan PSEM prévoit l'accélération du remplacement ou la couverture des PSEM les plus exposés aux ambiances corrosives. **Ce plan réduira les émissions de 0,1 $MtCO_2eq$/an par rapport à la situation actuelle.**

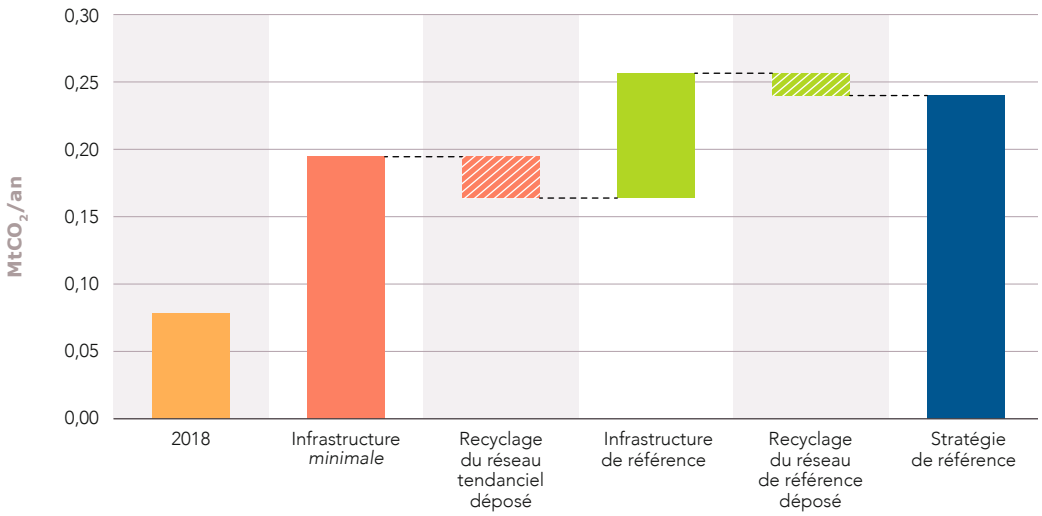
Il concernera le traitement d'une vingtaine de postes avec le renouvellement d'un poste par an dès 2022, puis de 3 postes par an à partir de 2025 (stratégie de référence) par rapport à la stratégie *minimale* initialement prévue, consistant en le remplacement d'un poste par an à partir de 2025 puis deux postes par an à partir de 2030.

Le bilan CO_2eq lié à la fabrication des nouveaux matériels sera maîtrisé grâce au recyclage des anciens composants

Les adaptations et le renouvellement des infrastructures de réseau sont en tant que telles, génératrices de gaz à effet de serre, à travers la fabrication des éléments nécessaires à leur réalisation. Dans le prolongement des principes méthodologiques définis dans le cadre du rapport sur les *Réseaux électriques intelligents* en juillet 2017, RTE s'attache désormais à systématiquement utiliser «l'empreinte carbone» pour tout le cycle de vie, en complément de la comptabilité nationale des émissions de gaz à effet de serre. L'analyse menée dans le cadre du SDDR cherche ainsi à intégrer les émissions liées aux différentes phases du cycle de vie des matériels, lorsque ces informations sont disponibles. Ainsi, les émissions associées à la phase d'extraction des matériaux sont prises en compte, ainsi que celles qui sont évitées grâce à la valorisation et au recyclage des matériaux déposés lors du renouvellement des ouvrages. La phase d'usage est quant à elle comptabilisée dans la partie relative aux adaptations de réseau à travers les congestions évitées.

Ces émissions[9] sont de l'ordre de 0,23 $MtCO_2eq$/an dans le cas de la stratégie de référence contre environ 0,16 $MtCO_2eq$/an dans la stratégie *minimale* en raison d'évolutions de réseau plus importantes. Dans tous les cas, il s'agit de valeurs très faibles au regard des émissions du système électrique et du secteur énergétique (plus de 300 $MtCO_2eq$ pour ce dernier en 2016[10]).

Figure 13.5 Émissions de CO_2eq liées à la construction de l'infrastructure nécessaire aux évolutions de réseau (scénario PPE, 2035)



8. L'équivalent CO_2 100ans d'un kg de SF_6 est 23500 kg et présente une durée de vie dans l'atmosphère de 3200 ans.
9. Hors émissions de GES dues aux chantiers et hors matériel poste.
10. Source : projet de SNBC, décembre 2018

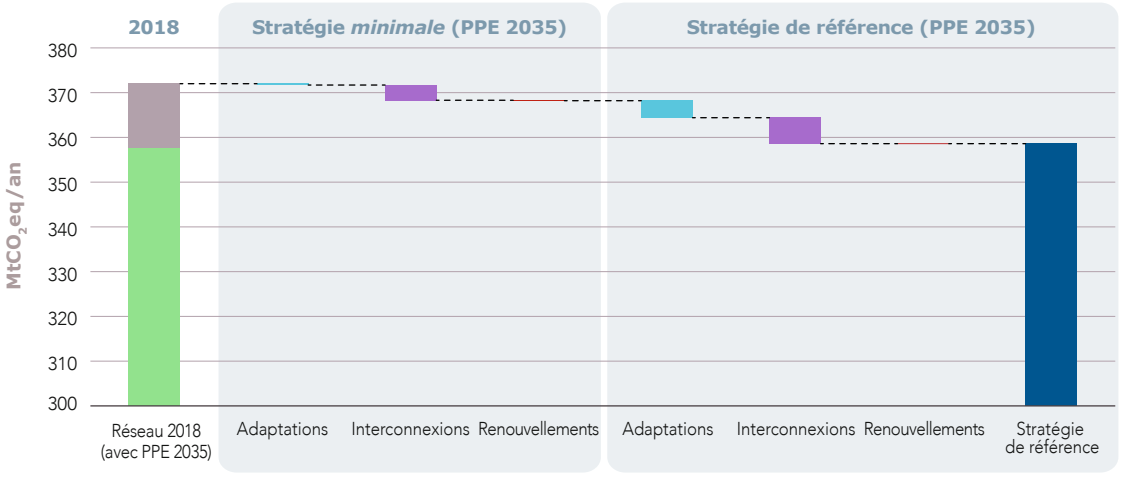
Bilan : les évolutions du réseau électrique réduisent de 4% les émissions de GES du système électrique

Les évolutions des émissions de gaz à effet de serre issues du fonctionnement des moyens de production et celles issues de la gestion du système électrique (à la main de RTE) sont étroitement liées. En effet, en premier lieu, il s'agit **d'intégrer les moyens de production décarbonée au système électrique** en procédant à leur raccordement, ce qui va structurellement réduire les émissions de CO_2eq associées au mix électrique. En revanche, les analyses présentées au chapitre 3 ont permis d'établir qu'au-delà d'un certain volume d'EnR, des congestions apparaissent sur le réseau de transport, conduisant à limiter ces EnR et à augmenter d'autres productions, plus polluantes, comme c'est le cas dans la situation allemande[11]. RTE doit donc, à terme, déployer des solutions structurantes pour **optimiser l'insertion des EnR au sein du système électrique et tirer pleinement parti de la transformation du mix.**

L'analyse croisée de l'effet de tous les volets industriels sur les émissions de gaz à effet de serre met en évidence le fait qu'à l'horizon 2035, les leviers de réduction résident principalement en la réalisation des adaptations et des interconnexions. L'atteinte d'un mix électrique qui émet 11 $MtCO_2$eq/an en 2035 est conditionnée à la mise en œuvre des adaptations de même que la décarbonation du secteur électrique européen est conditionnée à la réalisation des interconnexions.

Ainsi, la mise en œuvre d'une stratégie *minimale* d'évolution du réseau conduirait à économiser 4 $MtCO_2$eq/an à l'échelle européenne dans le cadre du scénario PPE contre 14 $MtCO_2$eq/an *via* la mise en œuvre de la stratégie de référence d'évolution du réseau.

Figure 13.6 Émissions de CO_2eq induites par la mise en œuvre des différentes stratégies du SDDR à l'échelle européenne (scénario PPE, 2035)



11. *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180618_NetzSystemSicherheit.html;jsessionid=594EC42BE117414BCB4C2B81E5C736E7?nn=265778*

DES DÉMARCHES COMPLÉMENTAIRES PARTICIPERONT À UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE DES ÉMISSIONS DE CO_2eq

Dans le choix des stratégies d'adaptation et de renouvellement du réseau, la prise en compte d'une valeur tutélaire pour les émissions de CO_2eq (100 €/tCO_2eq à l'horizon 2030 d'après la Commission Quinet 2008[12]) plutôt qu'une valeur « marché » favorise les engagements pris par la France en matière de lutte contre le changement climatique et la mise en œuvre prioritaire des solutions de réseau participant à diminuer les émissions de CO_2eq du système électrique. En revanche, l'utilisation de cette trajectoire soulève un enjeu de cohérence au niveau européen dans le cadre de la planification des évolutions de réseau. Ainsi, si les adaptations proposées dans le SDDR sont pertinentes, l'utilisation d'une valeur tutélaire en Allemagne, par exemple, conduirait à réaliser des investissements permettant de résoudre des congestions bien plus émettrices de CO_2eq que celles qui apparaîtront sur le réseau français à l'horizon 2035. Ces investissements seraient donc plus efficaces d'un point de vue environnemental pour la collectivité européenne.

Dans le choix des matériels, la recherche de composants ayant de meilleures performances énergétiques fait l'objet d'études pour diminuer les pertes ou les émissions de GES : des travaux sont en cours afin de trouver une alternative au SF_6 *via* le développement de nouvelles technologies de poste (SubZéro) compacts, éco-conçus et propres.

12. En février 2019, la Commission Quinet a mis à jour cette trajectoire dans son rapport *La valeur de l'action pour le climat* qui, au regard des nouveaux objectifs pris par la France en matière de changement climatique, rehausse la valeur tutélaire à hauteur de 250 €/tCO_2eq en 2030. Cette nouvelle valeur n'a pas fait l'objet d'analyse dans le cadre de cette édition du SDDR.

13.3 Même avec un besoin accru de réseau de transport, le recours étendu aux technologies souterraines conduira son empreinte visuelle à une réduction progressive de 5 % par rapport à son niveau actuel

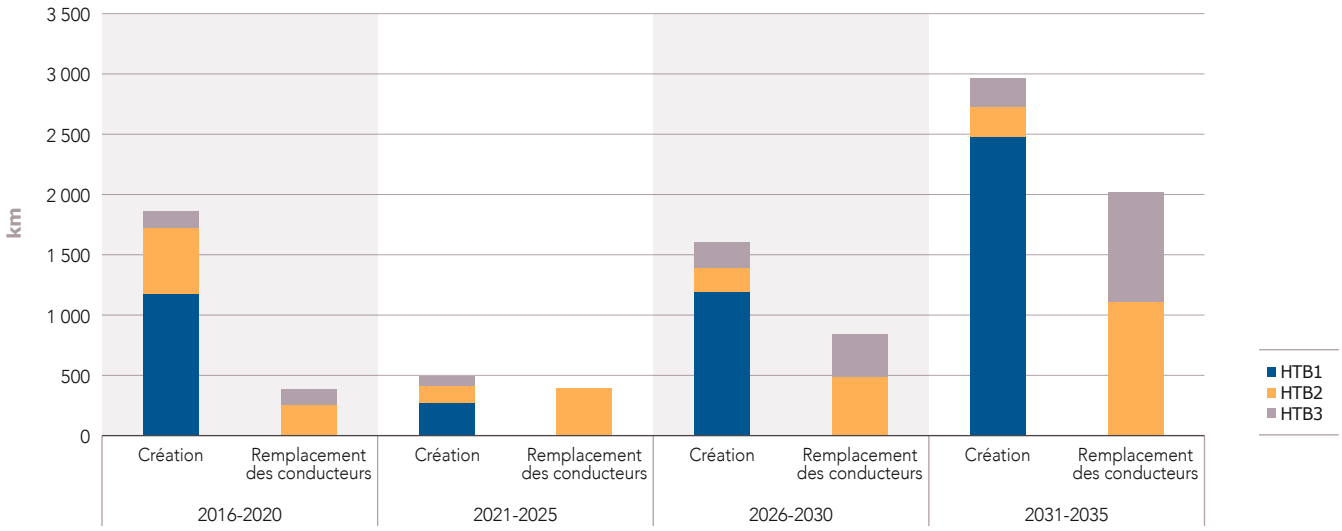
Le débat sur la mise en souterrain des ouvrages de réseau est relativement ancien. Il relève d'un enjeu sociétal, qui porte sur le cadre de vie : la généralisation de la technologie souterraine pour les plus bas de niveaux de tension s'est en effet progressivement imposée comme une solution privilégiée en réponse aux demandes des populations riveraines, sensibles à l'emprise visuelle du réseau, son influence sur les paysages, mais également sur la valeur foncière des propriétés attenantes.

Sur le plan environnemental en revanche, il n'existe pas de consensus sur la hiérarchie de ces solutions. Des analyses approfondies ont été lancées pour déterminer, sur l'ensemble du cycle de vie, les impacts propres à chacune des technologies aérienne ou souterraine envisageables. Les résultats de ces études éclaireront utilement les choix de stratégie qui seront réalisés à la maille France, mais ne sont pas disponibles à date. Dans tous les cas, il n'existe pas de raison de considérer, sur la base des éléments actuels, que les lignes aériennes soient moins respectueuses de l'environnement au sens large que les liaisons souterraines.

Malgré des solutions structurantes envisagées à l'horizon 2035, les adaptations n'auront qu'un effet marginal sur l'empreinte visuelle du réseau

Le réseau de transport d'électricité actuel compte plus de 105 000 km de circuits électriques (tous niveaux de tension confondus) reposant sur environ 81 000 km de files de pylônes[13]. La surface

Figure 13.7 Évolution du nombre de km de lignes nécessitant des adaptations (scénario PPE)



13. Bilan électrique 2018, *https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/reseau-de-transport-evolution-du-reseau-en-2018/#*

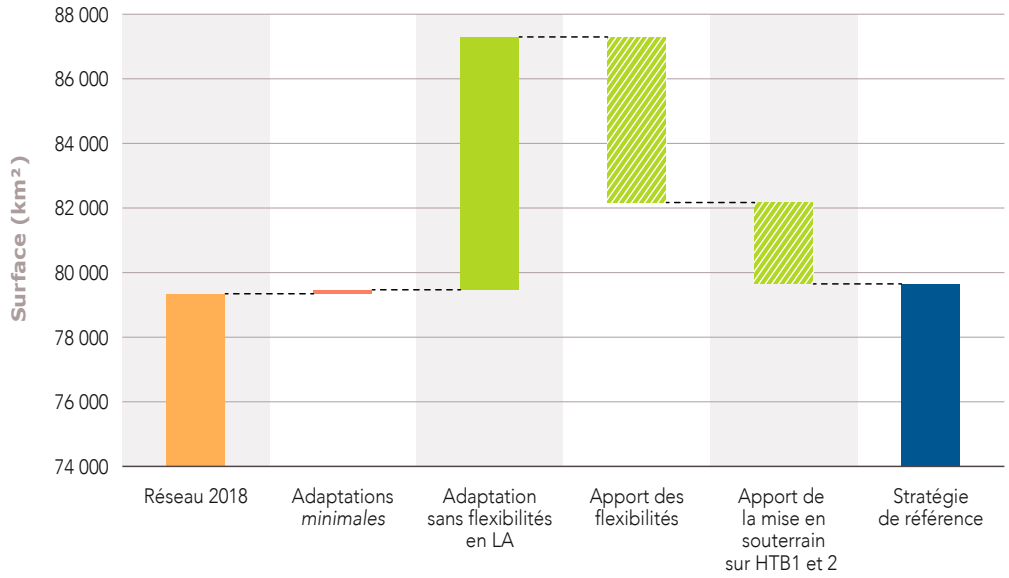
du territoire à proximité directe d'une ligne et générant un impact visuel est estimée à environ 80 000 km² soit 14 % du territoire métropolitain[14].

En cas de fortes contraintes, le recours aux solutions flexibles et aux changements de câbles conducteurs n'est plus possible, et des adaptations structurantes du réseau sont nécessaires : environ 5 000 km de nouvelles liaisons (tous niveaux de tension confondus) devraient être déployés d'ici à l'horizon 2035, dans la stratégie de référence sur le scénario PPE – principalement une fois la capacité installée pour l'éolien terrestre et le solaire parvenue à une valeur d'environ 50 GW, soit à compter de 2025. L'impact visuel des infrastructures aériennes constitue un enjeu pour leur intégration dans l'environnement et conditionnera la faisabilité des adaptations prévues.

Dans la stratégie de référence, les nouvelles liaisons HTB1 et HTB2 ont été considérées comme étant réalisées en technologie souterraine et, pour des raisons techniques et économiques, les nouvelles infrastructures en HTB3 comme étant réalisées en technologie aérienne, en maximisant l'utilisation des couloirs existants. **Les hypothèses considérées dans ce schéma ne préfigurent pas systématiquement le choix qui sera retenu projet par projet : la solution la plus adaptée sera définie au cas par cas lors de sa mise en œuvre, en fonction des zones et milieux concernés, et de son coût pour la collectivité. Les évaluations génériques réalisées dans ce schéma de réseau intègrent néanmoins une prise en compte marquée des contraintes d'insertion environnementale.**

La mise en œuvre de la stratégie de référence sur les adaptations conduit à une maîtrise de l'impact visuel du réseau électrique au niveau actuel. **Le déploiement des solutions flexibles est le premier levier de maîtrise de l'impact visuel car il diminue d'environ 65 % les infrastructures qu'il est nécessaire de construire pour un service rendu équivalent.** Par rapport à une construction systématique en technologie aérienne,

Figure 13.8 Impact visuel des stratégies d'adaptation et des leviers mis en œuvre dans le SDDR (scénario, PPE 2035)



14. Cet impact visuel est calculé sur la base d'une bande d'un km de part et d'autre de lignes aériennes HTB3, de 600 m pour la HTB2 et de 500 m pour les liaisons HTB1. Lorsque deux liaisons aériennes sont proches, l'impact visuel n'est pas additionné mais un coefficient de mutualisation est appliqué.

la mise en œuvre des adaptations (HTB1 et HTB2) en souterrain permet de limiter considérablement (de l'ordre de 2 500 km²)[15] l'impact des nouvelles infrastructures sur les paysages : l'augmentation minime de l'impact visuel provient d'adaptations sur le réseau de grand transport.

Comme indiqué au chapitre 3, l'impact économique lié à la mise en souterrain systématique des nouvelles liaisons électriques qui doivent être créées à l'horizon 2035 nécessite l'acceptation collective d'un surcoût d'environ 40 % sur les réseaux de répartition, soit entre 50 et 100 M€/an selon le scénario envisagé. Ce montant complet prend en compte à la fois les différences de coût d'investissement en fonction des technologies mais également les congestions résiduelles plus importantes si les adaptations sont réalisées en souterrain. Même si la réduction de l'empreinte visuelle et foncière constitue un enjeu environnemental majeur, seul un niveau de régulation permettant d'intégrer ces surcoûts favorisera la mise en œuvre privilégiée d'adaptations du réseau en souterrain pour les niveaux de tensions HTB1 et HTB2.

Les interconnexions et les raccordements en mer n'auront qu'une empreinte visuelle marginale sur le territoire

Les projets d'interconnexions et de réseau en mer se distinguent des projets d'adaptation du réseau interne par les territoires qu'ils traversent (de part et d'autre d'une frontière ou en mer) et par les technologies retenues pour leur développement (en courant continu notamment). Ces projets seront principalement développés en technologie souterraine, sous-marine ou bien mutualisés avec des infrastructures déjà existantes. Ainsi, ils n'engendreront qu'un impact visuel extrêmement limité sur le territoire.

Par exemple, la mise en œuvre des interconnexions dans la stratégie de référence n'impliquera la création que d'une vingtaine de kilomètres de liaison aérienne ainsi que quelques stations de conversion (postes électriques indispensables à la conversion en courant continu) sur le territoire français. Les postes en mer situés, pour la plupart, à plusieurs kilomètres de la côte, auront un impact visuel limité au regard des installations de production situées autour.

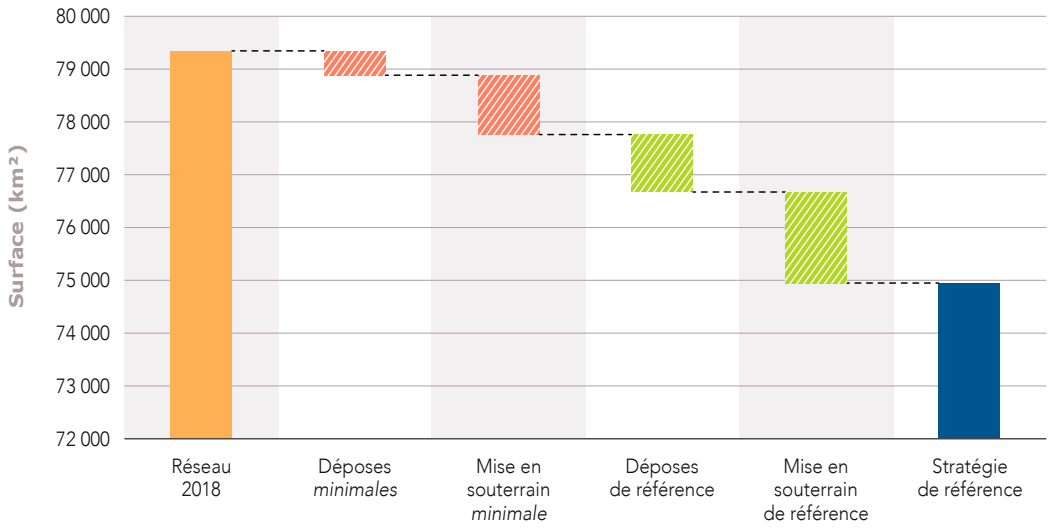
La modernisation du réseau conduira à une mise en souterrain progressive, au rythme du renouvellement

Pour maintenir le réseau en condition opérationnelle, les éléments qui composent son infrastructure doivent faire l'objet d'un renouvellement à l'échéance de leur durée de vie ou lorsqu'ils présentent des signes de vieillissement. Ce renouvellement peut consister dans le seul remplacement du câble conducteur ou une reconstruction complète (pylône et câble) si l'obsolescence est généralisée. Si des évolutions de contexte énergétique ne justifient plus la présence de l'ouvrage, celui-ci peut faire l'objet d'une dépose. En revanche, si son utilité est avérée, la question se posera de le remplacer à l'identique, en lieu et place, ou bien de faire évoluer sa technologie, aérienne ou souterraine.

La stratégie *minimale* consiste à renouveler les composants uniquement sur critère d'âge et à prolonger la dynamique actuelle de mise en souterrain des ouvrages concernés, c'est-à-dire à privilégier le remplacement à l'identique des liaisons aériennes. La stratégie de référence, en revanche, consiste à adapter les besoins de renouvellement du réseau à l'état réel des composants, en mutualisant adaptations et renouvellement, en favorisant la reconstruction des lignes HTB1 en technologie souterraine lorsque celle-ci est nécessaire[16], dans le but de réduire l'impact visuel du réseau[17].

15. Soit environ 25 fois la surface de Paris intramuros ou la superficie de l'île de la Réunion
16. Certains ouvrages peuvent faire l'objet de réhabilitation, opération plus légère de renouvellement.
17. Les hypothèses prises dans ce cadre ne préfigurent pas du choix qui sera retenu projet par projet : la solution la plus adaptée sera définie au cas par cas lors de sa mise en œuvre, en fonction des territoires et milieux concernés, et de son coût pour la collectivité.

Figure 13.9 Impact des stratégies de renouvellement sur l'incidence visuelle du réseau



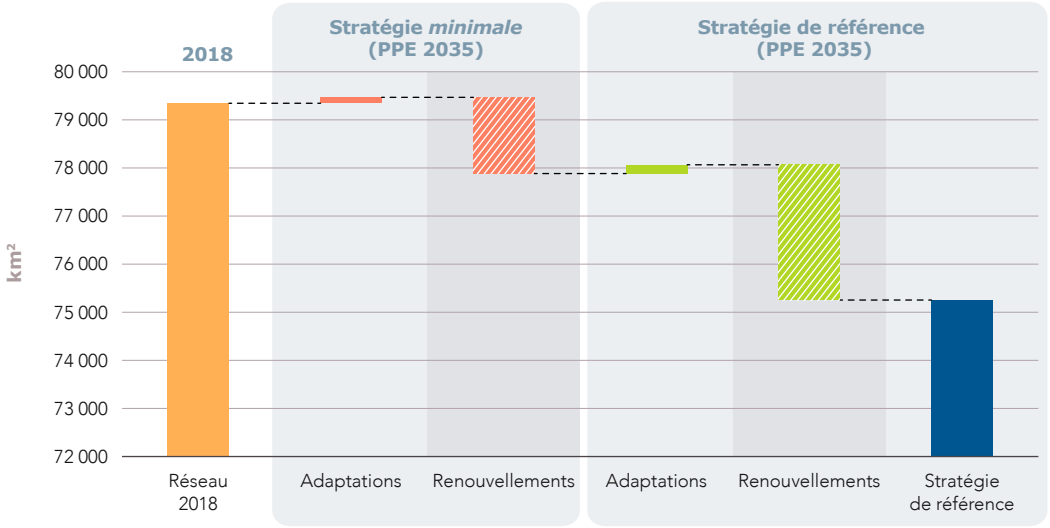
La mise en œuvre de ces stratégies contribuera donc, dans des proportions différentes, à réduire l'impact visuel du réseau existant. Dans la stratégie de référence, plus de 5 000 km de lignes aériennes seraient effacés du paysage (du fait de l'action combinée des déposes et des renouvellements en souterrain) à l'horizon 2035 (contre moins de 2 000 km pour la stratégie *minimale)*.

Bilan : La mise en œuvre combinée des évolutions de réseau réduit de 5% l'empreinte visuelle du réseau électrique par rapport à son niveau actuel

En cumulant les effets des adaptations et du renouvellement du réseau, la stratégie de référence met en évidence une diminution nette du linéaire aérien et donc de l'impact visuel associé, principalement portée par la mise en souterrain des infrastructures HTB1 lors de leur renouvellement. **Ainsi, à l'horizon 2035, le réseau de transport d'électricité français devrait avoir une empreinte visuelle inférieure de 5% à celle d'aujourd'hui.**

À titre de comparaison, l'impact visuel engendré par les seules installations éoliennes[18] nécessaires à l'atteinte de l'objectif cible de la PPE à l'horizon 2035 sera d'environ 65 000 km², soit du même ordre de grandeur que l'impact visuel imputable à *l'ensemble* du réseau de transport. Ses évolutions, 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.

Figure 13.10 Évolution globale de l'impact visuel du réseau à 2035 (scénario PPE, 2035)



18. Sous l'hypothèse d'installations éoliennes d'une puissance de 5 MW regroupées en parcs moyens de 7 éoliennes et ayant un impact visuel significatif sur 4 km aux alentours.

DES DÉMARCHES COMPLÉMENTAIRES CONDUISENT À MIEUX INTÉGRER LES INCIDENCES VISUELLES DANS LES PROJETS

Tout nouveau projet de ligne aérienne ou poste électrique implique d'appréhender systématiquement et le plus en amont possible la question de leur intégration paysagère. Outre la question de leur implantation, les études et la concertation avec les parties prenantes peuvent conduire à l'adoption de mesures architecturales, de mise en peinture, ou d'aménagements de la végétation, nécessaires pour préserver la qualité des paysages. Ces mesures sont indispensables à la réussite des projets, mais entraînent nécessairement des coûts supplémentaires.

Depuis 2015, RTE est membre fondateur de la Chaire « Paysages et Énergie » de l'École Nationale Supérieure du Paysage, qui fait de la question du paysage un enjeu et un outil au service de la transition énergétique.

Deux exemples de solutions d'aménagements paysagers mis en œuvre sur le réseau afin de favoriser l'intégration des infrastructures dans le paysage peuvent être cités pour illustrer ces orientations :

- **le pylône Équilibre :** afin d'améliorer l'intégration dans le paysage de la ligne aérienne Avelin-Gavrelle, un nouveau pylône au design épuré a été développé avec un système de haubans, qui apporte fluidité et souplesse à la ligne. Le choix de ce concept original est le résultat d'une concertation avec le territoire.

- **le poste de Saône :** dans le but d'insérer au mieux l'ouvrage dans son environnement, le poste de Saône a été entouré d'un merlon extérieur enherbé et planté de pruneliers. En lien avec les préconisations de Bâtiments de France, les charpentes et bâtiments ont été recouverts d'une peinture verte discrète.

13.4 La stratégie d'évolution du réseau présentée dans le SDDR limite la consommation des ressources minérales

Le déploiement des solutions flexibles permet de maîtriser la consommation de ressources minérales associées aux adaptations structurantes de réseau

Les infrastructures de réseau actuelles sont essentiellement composées de fer (pour les supports aériens), d'aluminium et de cuivre (pour les câbles conducteurs), ainsi que de béton (pour les fondations et les coffrages).

La stratégie de référence conduit à réaliser davantage d'adaptations du réseau que dans la stratégie *minimale*, ce qui induit mécaniquement une consommation de ressources minérales plus conséquente. En revanche, l'utilisation optimale des solutions flexibles permet de diviser par deux la consommation de ressources liée aux nouvelles infrastructures nécessaires à l'accueil et à intégration du futur mix électrique. Ces solutions flexibles permettent 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 mutualisation des plateformes en mer permet de maîtriser la consommation de ressources minérales associées aux interconnexions et aux raccordements des parcs éoliens en mer

La mutualisation des raccordements des parcs éoliens en mer favorisera la diminution du nombre de plateformes et des liaisons de raccordement. Cette optimisation permettra de réduire de l'ordre de 10 % les ressources nécessaires à leur réalisation, avec une consommation finale autour de 15 kt/an de métaux et d'environ 10 kt/an de béton. L'année de référence 2018 ne présente pas de consommation de matière relative à ces volets car il n'y a pas eu de mise en service des parcs en mer ni d'interconnexion. De ce fait, l'augmentation des ressources à mobiliser d'ici à 2035 est à considérer dans le cadre d'un élargissement du périmètre.

Figure 13.11 Consommation de matières (à gauche métaux, à droite béton) associées à la mise en œuvre des différentes stratégies d'adaptation (PPE, moyenne annuelle sur la période d'étude)

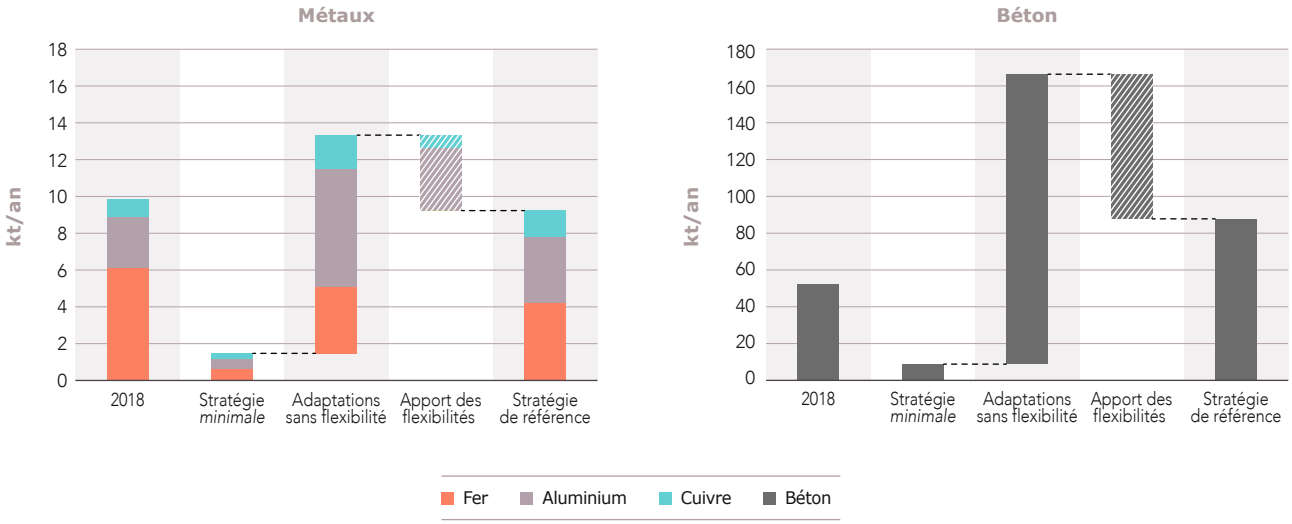
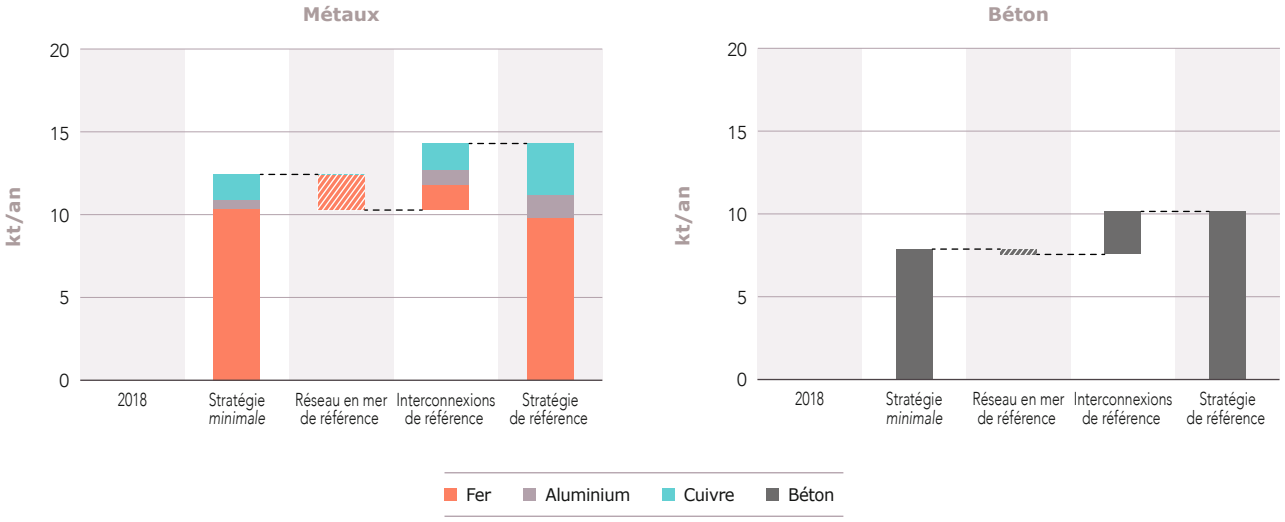


Figure 13.12 Consommation de matières (à gauche métaux, à droite béton) associées à la mise en œuvre des raccordements en mer et des interconnexions (PPE, moyenne annuelle sur la période d'étude)



L'allongement de la durée de vie des composants ainsi que les déposes d'infrastructures minimisent la consommation des ressources minérales associées au renouvellement

Avec plus de 10 000 km de liaisons qui feront l'objet d'une opération de renouvellement d'ici à 2035, la modernisation du réseau sera un poste important dans la consommation de ressources minérales. Si la stratégie minimale prévoit un renouvellement normatif et systématique des composants du réseau, la stratégie de référence diminuera le volume des infrastructures à renouveler en s'appuyant sur une approche ciblée de la gestion des actifs, possible grâce au développement de

Figure 13.13 Consommation de matières (à gauche métaux, à droite béton) associées à la mise en œuvre des renouvellements (PPE, moyenne annuelle sur la période d'étude)

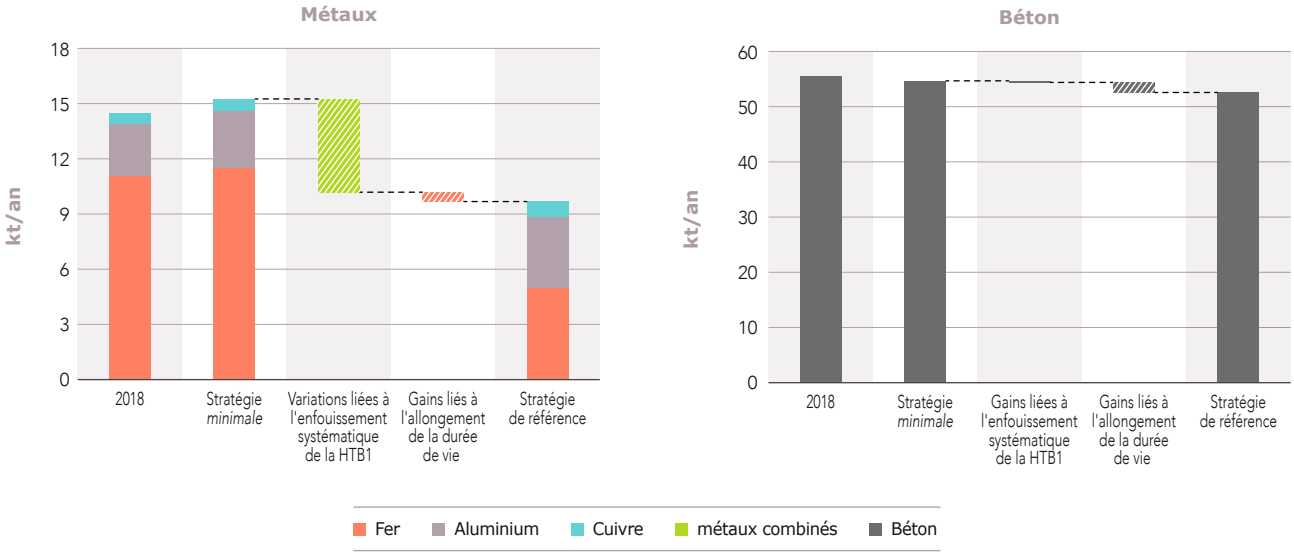
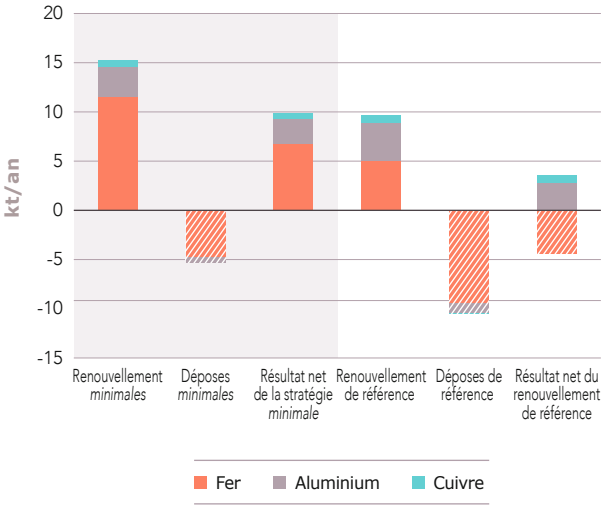


Figure 13.14 Effet des déposes d'infrastructures sur la consommation nette de ressources minérales nécessaires aux renouvellements de réseau (moyenne annuelle sur la période d'étude)



l'ossature numérique du réseau. L'instrumentation du réseau permet une extension de la durée de vie des infrastructures estimée à 10 % en faveur de la stratégie de référence par rapport à la stratégie *minimale*. Un gain supplémentaire sur la consommation des métaux est réalisé sur la stratégie de référence, où les liaisons souterraines, qui requièrent moins de fer, sont davantage mises en œuvre.

Ainsi, grâce notamment à l'allongement de la durée de vie des matériels, la consommation de matières premières issue du renouvellement du réseau électrique devrait être en baisse par rapport aux volumes actuels.

Les déposes d'ouvrages sont également plus importantes dans la stratégie de référence qui favorise la mutualisation des renouvellements avec de nouvelles stratégies d'adaptations. Ces métaux usagés font l'objet d'une valorisation à hauteur de 99 % et les métaux recyclés réintègrent des filières industrielles et diminuent, voire compensent l'empreinte du réseau. Par exemple, la mise en œuvre de la stratégie de référence permettra de restituer davantage de fer qu'il n'en aura été consommé. Ceci est principalement dû à l'hypothèse de reconstruction des ouvrages en souterrain qui s'accompagne d'un recyclage du fer présent dans les pylônes.

Bilan : Une augmentation de la consommation en ressources minérales est à prévoir à l'horizon 2035, mais reste faible aux regards des besoins générés par l'ensemble de la transition énergétique.

La consommation de ressources minérales résultant de la mise en œuvre de la stratégie de référence est plus importante qu'à l'issue de la mise en œuvre de la stratégie *minimale*, du fait des évolutions de réseau nécessaires pour accueillir la transition énergétique. La consommation de ressources représente un peu moins de 50 kt/an de métaux et 150 kt/an de béton. Cette augmentation est notamment portée par l'arrivée des raccordements en mer et des nouvelles interconnexions qui constituent un élargissement du périmètre des activités des RTE par rapport à l'année de référence. Ceci explique notamment l'écart avec l'année 2018 au cours de laquelle aucune mise en service n'a été effectuée sur ces volets industriels. Le renouvellement et les adaptations seront, quant à eux, davantage consommateurs de béton.

Relativement à la consommation française actuelle, les projections des ressources minérales nécessaires à l'évolution du réseau de transport en constituent une faible part. De plus, les analyses montrent que les principaux matériaux qui composent l'infrastructure du réseau

Figure 13.15 Impact de la mise en œuvre du SDDR sur la consommation de ressources minérales à l'horizon 2035 (PPE, moyenne annuelle sur la période d'étude)

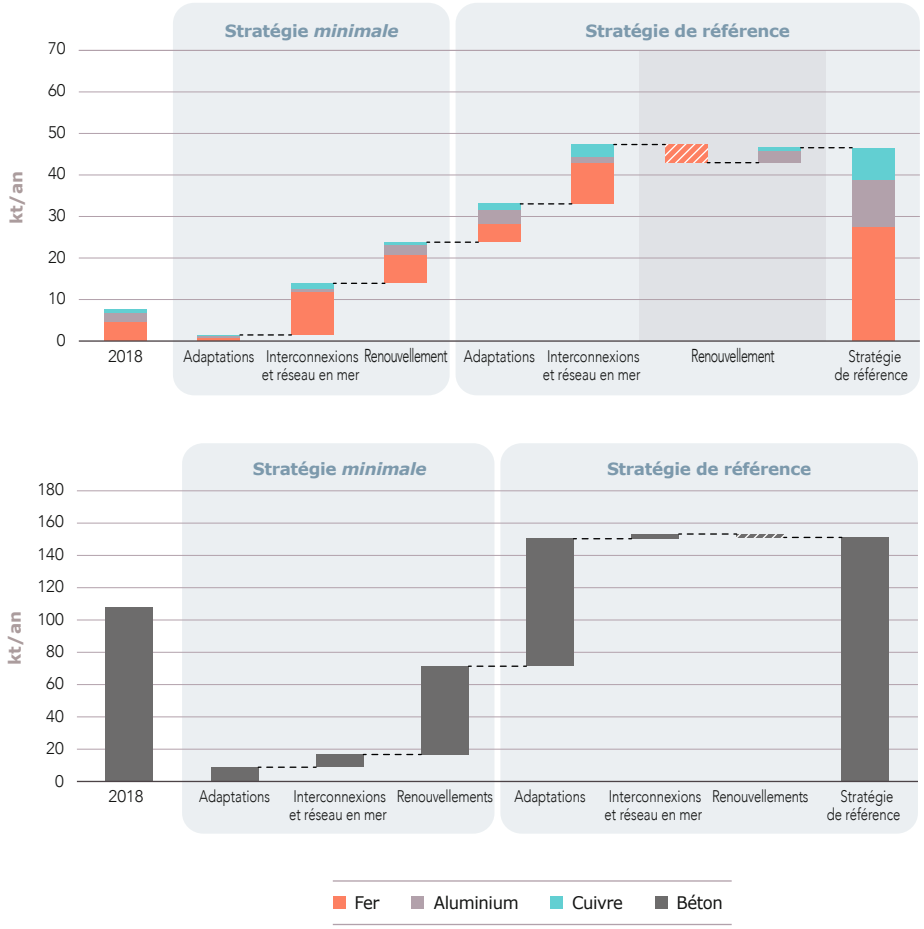


Tableau 13.2 Consommation des matériaux principaux nécessaires à la mise en œuvre des stratégies du SDDR relative à la consommation France

	Conso France actuelle (Mt/an)	Stratégie *minimale* du SDDR en 2035 (Mt/an)	Part conso France (*minimale*)	Stratégie de référence du SDDR en 2035 (Mt/an)	Part conso France[19] (référence)
Fer	**15,7**[20]	**0,02**	**0,1 %**	**0,03**	**0,19 %**
Aluminium	**1,4**[21]	**0,004**	**0,28 %**	**0,01**	**0,71 %**
Cuivre	**0,2**[22]	**0,004**	**2,0 %**	**0,007**	**3,5 %**
Béton	**100**[23]	**0,07**	**0,07 %**	**0,15**	**0,15 %**

19. Sur la base d'une consommation actuelle
20. Source : *World steel association, 2018 Steel statistical yearbook, données 2017*
21. Source : *Aluminium.fr, chiffres 2015*
22. Source : *Moyenne 2017 issue des rapports du BRGM, ADEME, BERCY, ICSG*
23. Source : *Rapport ANCRE – Ressources minérales et énergie 2015, données 2010*

de transport sont associés à un faible risque de criticité[24] en matière d'épuisement. Enfin, à l'échelle du système électrique français, les consommations associées à la mise en œuvre des stratégies du SDDR sont à mettre en perspective de celles nécessaires à la construction des nouveaux moyens de production envisagés par la PPE[25] à l'horizon 2035 qui seront de l'ordre de 130 kt/an de fer, 0,7 kt/an d'aluminium, 6 kt/an de cuivre et environ 1 Mt/an de béton, pour les seules installations éoliennes.

À ce jour, seules les données concernant les infrastructures linéaires (hors matériel postes) ont été utilisées pour établir ces estimations. Certains composants ne sont pas encore comptabilisés, comme par exemple les ressources spécifiques à la numérisation de l'ossature du réseau, pour lesquelles les données chiffrées et précises sur le cycle de vie sont encore trop lacunaires, mais qui constitue un sujet d'attention pour RTE. Même si ces ressources ne sont pas concernées par un risque d'épuisement, elles ont une incidence sur l'environnement au cours de leur cycle de vie, principalement durant les étapes d'extraction et de transformation.

LA MISE EN ŒUVRE DE LA DÉMARCHE ÉCO-CONCEPTION CONDUIRA À MAÎTRISER LA DEMANDE EN RESSOURCES MINÉRALES ET À RÉDUIRE L'EMPREINTE ENVIRONNEMENTALE DES SOLUTIONS EMPLOYÉES

La prise en compte de l'ensemble des effets des évolutions de réseau sur l'environnement, en plus de la gestion des risques liés à la criticité des matières minérales nécessaires à l'architecture numérique du réseau, est au cœur de la démarche d'Éco-Conception de RTE et participera à l'approfondissement des prochains exercices. Cette démarche, lancée fin 2017, vise à intégrer dans la conception des produits, procédés, services et organisations les impacts environnementaux associés aux différentes phases de leur cycle de vie. Au travers de cette démarche, l'objectif est de (i) minimiser les intrants nécessaires par la recherche d'efficacité et (ii) minimiser les impacts d'une modification ultérieure de stratégie par la recherche de modularité et de recyclabilité des solutions.

La démarche vise tout le périmètre des activités de RTE, *via* les infrastructures, la gestion du système électrique et les services supports et participe également à réduire l'empreinte des produits provenant de fournisseurs externes. Des partenariats d'innovation avec des constructeurs et des organismes de recherche sont mis en place afin de diminuer les émissions de GES, l'impact sur la biodiversité et la consommation de matières premières en lien avec les activités de RTE. Ces démarches, appelées à être généralisées et promues sous l'angle de la nécessaire coopération entre acteurs d'une même chaîne de valeur, permettent de sensibiliser les fabricants sur l'empreinte de leurs matériels et de mesurer au cours des projets les gains obtenus grâce à l'écoconception.

24. Source : *Matrice de criticité de la Commission Européenne et analyses du BRGM*
25. Estimation réalisée sur la base de l'extrapolation d'une étude de l'ADEME *Analyse de cycle de vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France,* 2015

13.5 La mise en œuvre des évolutions de réseau s'inscrit dans un objectif de « zéro perte nette de biodiversité » sur le territoire

Le réseau électrique est réparti sur l'ensemble du territoire français : 71 % des infrastructures de transport d'électricité traversent des zones agricoles et 16 % traversent des zones boisées[26]. Seulement 10 % des 81 000 km de file de pylônes sont situées en zone urbaine. Les effets du réseau sur la biodiversité sont nécessairement localisés et ne peuvent être quantifiés de la même manière que les enjeux précédents.

Les infrastructures de réseau peuvent avoir des effets négatifs mais également positifs sur la biodiversité ; par exemple, elles contribuent au réseau écologique de la trame verte et bleue. Créée dans le cadre du Grenelle de l'environnement, cette trame regroupe des continuités écologiques constituées de corridors et de réservoirs de biodiversité. Le maillage du territoire se construit grâce à la mise en place d'aménagements plus favorables à la biodiversité et d'actions de préservation des milieux naturels permettant la conservation de certains habitats et espèces ainsi que les migrations

Le réseau de transport d'électricité est, moyennant une gestion adaptée, compatible avec des milieux naturels préservés et des écosystèmes fonctionnels.

Sur chaque projet, de la planification à la réalisation des travaux, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation visent à préserver la biodiversité

Lorsqu'une adaptation du réseau est nécessaire, différentes solutions techniques sont envisagées afin de répondre de manière satisfaisante au besoin électrique, analyser leurs performances technico-économiques et évaluer les différents impacts sur l'environnement (milieux physique, naturel et humain) : la solution de moindre impact environnemental est retenue à l'issue d'une concertation avec le territoire, sur la base de cette analyse multicritères.

La localisation des infrastructures et le choix des milieux traversés visent ainsi notamment à éviter ou, *a minima* réduire, les incidences potentielles sur la biodiversité et les habitats naturels au sein de milieux particulièrement sensibles (par exemple la préservation de couloirs de migration de l'avifaune). Les études techniques et environnementales approfondies, et l'intégration de mesures d'évitement et de réduction dans les cahiers des charges des prestations, permettent aussi de retenir les modalités de travaux à mettre en œuvre (modes opératoires, périodes de travaux) minimisant les impacts pour l'environnement et de proposer des mesures pour compenser les impacts résiduels du projet, avec l'objectif de « zéro perte nette de biodiversité ».

Pendant les travaux en zones écologiquement sensibles, les entreprises prestataires sont accompagnées par un « coordinateur environnement », dont le rôle est spécifiquement de s'assurer du respect de l'ensemble des précautions environnementales durant le chantier.

Le renouvellement et l'entretien du réseau permettront d'aménager l'infrastructure de transport et ses emprises pour préserver et restaurer la biodiversité

Les 105 000 km[27] de circuits électriques reposant sur environ 81 000 km de files de pylônes représentent une emprise qui peut constituer un refuge pour la biodiversité. Pour favoriser cette

26. 9 % de couloirs de lignes traversent des sites Natura 2000
27. Source : *Bilan électrique 2018*

externalité, des actions sont entreprises pour la conduite d'opérations de restauration, de réhabilitation, de création ou de préservation d'habitats favorables à la biodiversité.

Depuis 2011, RTE expérimente des solutions alternatives de gestion de la végétation sous les lignes électriques (pâturages, lisières, vergers, etc.). Lancé en 2019, le projet BELIVE (BiodiversitE sous les LIgnes par la Valorisation des Emprises) poursuit le travail initié par RTE dès 2011 dans le cadre du projet européen LIFE en partenariat avec le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge, Elia. Ce projet vise à expérimenter de nouveaux dispositifs et modes de gestion des tranchées forestières intégrant les enjeux de préservation de la biodiversité en association avec des partenaires externes locaux (agriculteurs, forestiers, chasseurs, communes, parc naturel régional, associations…).

Enfin, la plan « Zéro-Phyto » présenté au chapitre 2 et considéré comme relevant des actions prioritaires, s'inscrit pleinement dans une démarche de préservation de la biodiversité. Son objectif est de faire évoluer les méthodes d'entretien de la végétation sur les sites de RTE afin de ne plus recourir aux produits chimiques phytosanitaires en raison de la toxicité de ces produits pour les eaux, les sols et les personnes. Des méthodes alternatives telles que le pâturage ou de l'entretien mécanisé sont déjà utilisées sur tous les sites tertiaires depuis fin 2018 (soit 1 287 ha). Tous les nouveaux postes électriques à partir de 2019, et la totalité des postes existants à terme, seront entretenus sans produits phytosanitaires (avec un objectif intermédiaire de 65 % des postes en « Zéro-Phyto » d'ici à 2022).

EXEMPLES DE DÉMARCHES COMPLÉMENTAIRES POUR FAVORISER UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE DE LA BIODIVERSITÉ DANS LES PROJETS

- **Balises avifaunes :** afin d'éviter un risque de collision des espèces avifaunes avec les infrastructures électriques, des balises équipent progressivement les points sensibles du réseau électrique, suite aux recensements effectués par des associations locales de protection de la nature et des bureaux d'études. À ce jour, environ la moitié des « points sensibles » (sur un total de 728) a été équipée en balises et concernent 2 300 km de lignes aériennes.
- **Milieu maritime :** dans le but de mieux connaître les impacts potentiels de la pose ou de l'exploitation des liaisons sous-marines sur les écosystèmes et accompagner le développement de ses activités en mer en assurant la préservation de l'environnement, des projets de recherche ont été lancés sur un bio indicateur, la coquille Saint-Jacques. Des analyses physico-chimiques sur la coquille permettent de reconstituer les conditions environnementales et les perturbations auxquelles l'ensemble de la faune aquatique a été soumise.

13.6 D'autres enjeux environnementaux sont également concernés par la mise en œuvre du SDDR

Renforcer la résilience des territoires face au changement climatique

Le maillage du réseau électrique, au niveau national ou international, assure la solidarité et la résilience du système électrique : en cas d'incident sur une ligne, les flux seront évacués *via* d'autres liaisons et transportés jusqu'aux centres de consommation. L'ensemble des adaptations détaillées dans le schéma vise à faire évoluer le réseau électrique pour enrichir ce maillage et rendre possible la transition énergétique, à travers la pénétration massive des énergies renouvelables et la décarbonation du mix électrique. Ces adaptations favorisent l'évacuation de ces énergies décarbonées à chaque instant vers la consommation et participent ainsi, en limitant les effets du système électrique sur le changement climatique, à en limiter les conséquences.

Dès la conception des infrastructures électriques, l'évolution des aléas météorologiques tels que les inondations, canicules ou vents violents est prise en compte en fonction des caractéristiques spécifiques aux territoires. Par exemple, si un nouveau poste électrique est situé dans une zone identifiée comme inondable, des dispositions particulières sont mises en œuvre afin d'assurer le bon fonctionnement du poste y compris en période de crue.

Depuis la tempête de 1999, une politique de sécurisation mécanique a été déployée sur tout le territoire, *via* le renforcement de structures métalliques ou l'installation de pylônes « anti-cascade » (sur plus de 48 000 km de lignes permettant de sécuriser 2 900 postes électriques). Ces actions permettent de maîtriser le risque de chute des composants du réseau sur les personnes et les biens en cas d'événements climatiques majeurs et de maintenir autant que possible l'alimentation électrique des territoires concernés. Dans ces cas-là, un délai maximal de 5 jours doit permettre de rétablir les services de base liés à la continuité d'alimentation. Un dispositif spécifique (ORganisation de RTE en cas de Crise – ORTEC) permet de s'assurer que des moyens humains, organisationnels et matériels sont disponibles en permanence pour se préparer et répondre aux évènements de toute nature affectant le réseau électrique.

Enfin, un plan d'adaptation au changement climatique est en cours d'élaboration avec pour objectif de proposer des actions à mettre en place pour assurer la résilience du réseau de transport d'électricité aux évolutions climatiques à l'échéance 2050.

En parallèle, dans le cadre de la concertation sur la construction de scénarios à l'horizon 2050 menée au sein de la Commission perspectives système et réseau, RTE a lancé un groupe de travail sur la « base climatique » visant à évaluer les effets du changement climatique sur le fonctionnement du système électrique à long terme.

Assurer une gestion rationnelle de l'espace et préserver les sols et les ressources en eau

Le réseau électrique existant présente une emprise foncière[28] de l'ordre d'une soixantaine de kilomètres carrés. Le développement de nouvelles infrastructures entraînera naturellement un accroissement de cette emprise, notamment à travers la construction de nouveaux postes sources[29], nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables. Des leviers de maîtrise existent à travers le déploiement des solutions flexibles et la mise en souterrain d'une

28. En tenant compte des embases de pylônes seulement (70m²) et des postes électriques (environ 1 ha par poste).

29. Les postes sources permettent à l'électricité de passer du réseau de transport au réseau de distribution, après l'abaissement de la haute et très haute tension en moyenne ou basse tension, ou inversement dans le cas de l'évacuation de production renouvelable.

grande partie des adaptations à réaliser. À l'horizon 2035, l'impact foncier du réseau n'aura augmenté, en tenant compte de ces leviers, que de 2 % par rapport à 2018.

Pour les besoins de leur fonctionnement, certains éléments du réseau comme les transformateurs et certaines liaisons souterraines dites « oléostatiques »[30] contiennent des huiles minérales. La présence et l'utilisation de ces huiles ne constitue pas un risque en fonctionnement normal. En cas d'incident, le déversement accidentel de l'huile contenue dans ces équipements pourrait être à l'origine de nuisances sur l'environnement. Différentes actions de prévention de ces pollutions sont mises en œuvre à travers notamment :

- le remplacement de tous les câbles à huile présents sur le réseau de RTE à l'horizon 2030
- l'intégration de dispositifs de rétention sous les équipements à risque
- la mise en œuvre de moyens de lutte contre les pollutions (fiches locales de traitement, kits d'absorbants, obturateurs gonflables, etc.) et de procédures d'intervention particulières en cas de situation d'urgence environnementale.

Enfin, la mise en œuvre progressive de solutions alternatives à l'utilisation de produits phytosanitaires participera également à la préservation des sols et des ressources en eau.

Limiter les risques industriels et technologiques

Les situations d'urgence environnementale (SUE) sont des événements accidentels vis-à-vis des infrastructures ou des activités d'exploitation et d'entretien du réseau et qui peuvent présenter un enjeu pour l'environnement. Cinq situations d'urgence environnementale ont été recensées : 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. Des modalités de gestion des SUE afin de prévenir les dysfonctionnements environnementaux ont été mises en place *via* notamment des analyses des risques spécifiques ou des exercices de simulation d'intervention. Par ailleurs, RTE a mis en place des dispositions particulières de résorption des équipements contenant des PCB ou de la créosote :

- Les PCB (PolyChloroBiphenyles) sont des substances chimiques synthétiques contenues dans certains appareils électriques. Conformément à l'arrêté du 14 avril 2014 portant approbation du plan particulier de décontamination et d'élimination des appareils contenant des PCB, la décontamination de l'ensemble des appareils concernés sera réalisée avant le 31 décembre 2025 (58 % au 31 décembre 2017).
- La créosote est issue d'un mélange de produits de la famille des benzènes, utilisée pour le traitement préventif du bois contre les agressions externes (insectes, humidités, champignons) dans le but de prolonger sa durée de vie. À ce jour, 1 % des supports utilisés par le réseau de transport en contiennent. Cette substance est aujourd'hui présumée cancérogène, ce qui a conduit RTE à signer en 2018 une charte volontaire avec le Ministère de la transition écologique et solidaire. Cette charte porte l'engagement de prohiber, avec effet immédiat, son utilisation et ses dérivés ainsi qu'à éliminer les poteaux et traverses en bois existants conformément aux mesures relatives à cette catégorie de déchets.

Limiter les nuisances et préserver la santé publique

La prévention et la maîtrise des nuisances sonores sur les chantiers et lors du fonctionnement des installations électriques sont intégrées aux procédures opérationnelles de la conception jusqu'à la réalisation et les phases d'exploitation des ouvrages. Afin que les niveaux de bruit réglementaires ne soient pas dépassés, une implantation différente des infrastructures peut être choisie et des dispositifs d'atténuation peuvent être mis en place. C'est

30. Sur une longueur cumulée d'environ 230 km

le cas par exemple, des transformateurs présents dans les postes électriques.

En ce qui concerne les potentiels effets à long terme de l'exposition aux champs d'extrêmement basse fréquence, de nombreuses études ont été menées ces quarante dernières années, qui ont conduit à des expertises collectives sous l'égide d'autorités sanitaires internationales comme l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) ou nationales comme l'ANSES. Toutes ces expertises concluent à l'absence de preuve d'un effet avéré sur la santé, tout en reconnaissant que certaines études épidémiologiques ont observé une association avec la leucémie de l'enfant. Ainsi, tout en partageant ce constat sur l'absence d'effet prouvé, le Centre International de Recherche sur le Cancer a retenu ces indications et sur cette base a classé les champs électromagnétiques de fréquence extrêmement basse en catégorie « cancérigène possible » (soit un niveau qui s'apparente à un principe de précaution). Le 21 juin 2019, l'ANSES a publié un rapport dans lequel elle confirme que le lien entre la leucémie infantile et l'exposition aux champs électromagnétique basse fréquence s'appuie sur un niveau de preuve *« limité »*[31].

Des recommandations, issues de la Commission internationale de protection contre les rayonnements non ionisants (ICNIRP), ont été intégrées par la Commission européenne dans une recommandation en date du 12 juillet 1999. Celle-ci a été intégrée dans le droit français à travers l'arrêté technique du 17 mai 2001 afin d'atteindre « un niveau élevé de protection de la santé ». Les infrastructures du réseau de transport d'électricité sont conformes à ces normes. Par des mesures directes et indépendantes, le dispositif des Plans de Contrôle et de Surveillance des champs électromagnétiques, permet d'informer le public et de vérifier que les limites réglementaires sont respectées[32]. Au-delà de l'application de cette réglementation, des mesures complémentaires sont possibles pour répondre à toute demande supplémentaire, dans le cadre d'un accord passé avec l'Association des Maires de France[33].

31. Source : *https://www.anses.fr/fr/content/effets-sanitaires-li%C3%A9s-%C3%A0-l%E2%80%99exposition-aux-champs-%C3%A9lectromagn%C3%A9tiques-basses-fr%C3%A9quences*

32. Les mesures sont mises à disposition du public sur le site www.cem-mesures.fr

33. Ces mesures sont publiées sur le site d'information dédié aux champs électriques et magnétiques : www.clefdeschamps.info

ANNEXE 1 - GT ANTICIPATION DES TRAVAUX S3REnR

ANNEXE 1 – GT ANTICIPATION DES TRAVAUX S3REnR

SYNTHÈSE DES TRAVAUX À MI-2019

RÉSUMÉ

Avec la perspective d'un accroissement de la dynamique de développement des EnR dans les prochaines années, liée en particulier aux nouveaux objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et la volonté affichée des pouvoirs publics de travailler sur le cadre réglementaire afin de réduire les délais d'instruction administrative, tant pour les projets de production EnR que pour les ouvrages de réseau, les différents acteurs ont montré un intérêt partagé de travailler conjointement sur des propositions qui permettront de faciliter l'accueil des EnR. Des premiers échanges ont eu lieu lors des GT ministériels organisés autour du raccordement des EnR et du Plan Raccordement proposé par la DGEC.

Dans ce contexte, et dans le cadre des travaux et de la concertation sur le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), RTE a mis en place le GT Anticipation pour aboutir à des solutions concrètes de réduction des délais de raccordement, partagées par l'ensemble des acteurs (gestionnaires de réseau, producteurs, DGEC, CRE). Les propositions du GT pourraient permettre de gagner de 2 à 5 ans sur la mise en service de certains ouvrages structurants, en particulier des postes source, et ainsi de réduire les délais de raccordement au réseau de près de 2,5 GW d'EnR à chaque cycle d'étude (5 ans en moyenne), tout en maîtrisant le risque de coûts échoués.

Le présent document constitue une synthèse des travaux du GT Anticipation, lors duquel des propositions concrètes ont été faites pour anticiper la réalisation des ouvrages électriques nécessaires à l'accueil des EnR :

- Mise en place d'études anticipées et lancement du processus d'autorisations administratives sur des ouvrages structurants qui constituent un préalable au raccordement des projets EnR, afin qu'ils arrivent à temps par rapport au développement des projets EnR ;
- Dimensionnement durable de certains ouvrages de création, afin d'anticiper l'évolution du gisement en limitant les coûts et l'impact environnemental du réseau.

Ces leviers facilitant l'accueil des EnR sur le réseau permettront de réduire les délais de raccordement des EnR sur les ouvrages structurants, qui nécessitent des temps de réalisation longs (concertation, procédures administratives). Leur intérêt est basé sur la robustesse des données concernant les gisements à accueillir (volumes, localisation), qui seront fournies par les producteurs.

Le GT a également mis en évidence l'intérêt d'identifier la part du gisement se raccordant directement en HTB, et particulièrement en HTB2, afin d'optimiser au mieux les développements de réseau nécessaires, tout en tenant compte des coûts globaux de ces raccordements, mais cette piste semble difficile à concrétiser dans l'immédiat, car l'information n'est pas disponible au moment de l'élaboration des S3REnR.

Le GT a entériné la création d'une instance nationale d'amélioration et de suivi des S3REnR, afin d'accroître le partage d'informations et la visibilité d'ensemble et de dégager des pistes de progrès sur le processus S3REnR.

Par ailleurs, il a également commencé à étudier l'intérêt de séparer les composantes HTA et HTB de la quote-part, et cette étude devra être poursuivie. Enfin, les producteurs ont exprimé le souhait d'aborder également la question de la répartition des coûts de réseau entre producteurs et gestionnaires de réseau.

Plusieurs actions concrètes ont déjà été définies pour décliner les positions arrêtées en GT :

- Élaborer une note partagée sur le processus d'anticipation des études, de la concertation et des procédures administratives
- Définir la procédure de validation des ouvrages anticipés
- Mettre en place l'instance de suivi et d'amélioration des S3REnR
- Réinterroger les modalités de répartition des coûts des ouvrages nécessaires à l'accueil des EnR

Cette synthèse a vocation à être transmise à la DGEC et à la CRE.

1. Contexte

La prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définit de nouvelles trajectoires en matière de développement des énergies renouvelables. Elle conduit à des ambitions élevées à l'horizon 2035. Certains scénarios du Bilan prévisionnel de RTE, utilisés dans le cadre du débat public, envisagent, par exemple, une multiplication par cinq de la puissance installée aujourd'hui pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque. Cette accélération de la transition énergétique ne pourra pas être menée sans adapter les réseaux électriques.

Les premiers S3REnR ont permis d'identifier et d'anticiper les travaux structurants permettant de répondre aux objectifs intermédiaires fixés à 2020. Le retour d'expérience de ces schémas a mis en évidence le décalage entre la mise en service des ouvrages structurants (c'est-à-dire dont le délai de réalisation est supérieur à 4 ans) et le besoin des producteurs EnR, dont certains projets sont bien plus rapides à développer. Forts de ce constat, les fédérations de producteurs, l'Union française de l'électricité (UFE) et les gestionnaires de réseau ont appelé à anticiper davantage les travaux à long délai de réalisation. Le GT « Anticipation » a été constitué dans le cadre de la concertation du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) pour définir plus précisément les conditions de réussite et de mise en œuvre opérationnelle de cette planification anticipée et de long terme.

Ce GT s'est réuni quatre fois entre avril et juin 2018, pour réfléchir à de nouveaux leviers d'anticipation des ouvrages prescrits par les S3REnR. Ce document présente la synthèse des propositions et des avis des parties prenantes à fin juin. Il sera intégré au SDDR 2019. Par la suite, le GT poursuivra ses travaux en parallèle du SDDR.

Les pistes de réflexion abordées dans ce groupe de travail ont porté sur :

- la réalisation régulière d'études à 5 ans pour identifier les évolutions de réseau structurantes liées à l'arrivée des gisements EnR sans attendre la révision du S3REnR. Pour les projets identifiés, l'anticipation de la concertation et des procédures administratives ;
- le dimensionnement durable des réseaux dans une perspective de long terme ;
- le périmètre de mutualisation entre les producteurs à travers la quote-part des S3REnR ;
- l'optimisation globale des investissements sur les réseaux en fonction de la taille et du niveau de tension de raccordement des projets EnR.

Certains points ont abouti à un consensus, avec cependant des questions de mise en œuvre technique, financière ou réglementaire à traiter par le GT, tandis que d'autres doivent encore faire l'objet d'échanges, dans le cadre de la suite des travaux du GT Anticipation.

La présente synthèse constitue donc un point d'étape sur les travaux du GT Anticipation.

À noter que cette synthèse a été réalisée dans le cadre de la réglementation actuelle sur les S3REnR. Les évolutions nécessaires liées à la modification du cadre réglementaire seront intégrées dans la suite des travaux du GT.

Adaptation du réseau électrique : rappels sur les périmètres respectifs du SDDR et des S3REnR

Le réseau de transport d'électricité nécessite des adaptations régulières, pour faire face à de nouveaux besoins (raccordement de nouvelles installations de production ou industrielles, évolution des échanges transfrontaliers, augmentation de la consommation de certaines zones, etc.) ou pour maintenir ses infrastructures en conditions opérationnelles performantes.
Parfois, plusieurs finalités nécessitent une évolution du réseau et RTE les prend toutes en compte pour définir la meilleure solution à mettre en œuvre.
Les investissements que RTE réalise sur son réseau font l'objet d'études prospectives, puis d'études détaillées permettant de garantir leur justification technico-économique. Les travaux réalisés par RTE sont couverts par le TURPE HTB, à l'exception de ceux dont tout ou partie du financement est apporté par un tiers, notamment les créations d'ouvrages au titre des S3REnR, qui sont mutualisés entre les producteurs EnR *via* le paiement de la quote-part de chaque S3REnR.
Deux types de document permettent de donner de la visibilité sur les travaux envisagés par RTE pour adapter son réseau en fonction des différents besoins : le SDDR, qui recense les principaux projets envisagés par RTE – quelle que soit leur finalité – et les S3REnR, qui précisent la liste exhaustive des travaux de création et de renforcement à réaliser sur les réseaux publics d'électricité afin d'accueillir le volume du gisement d'EnR fixé par le SRCAE et aujourd'hui le SRADDET de chaque région.

Le SDDR

Le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) est établi par RTE en vertu des dispositions de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie et permet d'établir une vision sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport d'électricité. L'article L. 321-6 du code de l'énergie définit le contenu attendu du schéma : « 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 ».
Il a pour vocation d'éclairer les diverses parties prenantes sur les conséquences techniques, économiques et environnementales de l'évolution du réseau électrique, selon différents scénarios de politiques énergétiques.
Le SDDR prend en compte le Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande et il est réalisé en cohérence avec d'autres exercices en cours ou en vigueur aux différentes échelles (européenne, nationale, locale) en matière de politique énergétique : le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et les Documents stratégiques de façade.
En 2019, ces éléments sont, pour la première fois, complétés d'une vision prospective de l'évolution globale du réseau dans les différents scénarios de transition énergétique, assortie de trajectoires économiques.

Les S3REnR

Les S3REnR sont établis par RTE, en accord avec les Gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), sur la base d'objectifs de développement EnR à un horizon donné, fixés par l'autorité compétente. Chaque S3REnR liste les travaux de renforcement du réseau existant et de création de nouveaux ouvrages nécessaires à l'accueil du gisement EnR identifié dans la région concernée. Ces travaux sont basés sur des hypothèses de localisation précises des gisements, issus des échanges avec les producteurs, les GRD et les autres parties prenantes du schéma. Les travaux les plus structurants sont repris également dans les volets à 3 ans et 10 ans du SDDR.
Les travaux d'adaptation du réseau rendus nécessaires pour des besoins multiples (développement des EnR sur une ou plusieurs régions, transits transfrontaliers, renouvellement d'ouvrages, etc.) qui participent aussi à la création de capacités d'accueil pour un S3REnR sont identifiés dans l'état initial du schéma et se retrouvent listés, pour les plus structurants, dans le SDDR. Ces travaux sont alors financés par le TURPE, par conséquent ne rentrent pas dans le calcul de la quote-part.

Source : RTE

2. Les propositions du GT Anticipation

Le GT Anticipation a abouti à plusieurs propositions concrètes d'amélioration du processus d'adaptation du réseau en vue de l'accueil des EnR, dans le cadre des S3REnR. Il reste des questions à traiter et des processus de mise en œuvre à définir, qui feront l'objet de la suite des travaux du GT.

2.1 Anticiper les études, la concertation et les procédures administratives sur des ouvrages ciblés

2.1.1 Intérêt d'anticiper des études, la concertation et des procédures administratives

Tout nouveau projet d'ouvrage du réseau électrique doit faire l'objet d'une justification technico-économique soumise aux autorités administratives et d'un processus de concertation, préalables à l'obtention des autorisations administratives. L'ensemble des démarches administratives (de l'évaluation environnementale initiale et déclaration d'utilité publique à la mise en œuvre des servitudes nécessaires) dure plusieurs années avant la mise en chantier de l'ouvrage (puis sa mise en service effective). La durée du développement des ouvrages du réseau électrique étant supérieure à celle du développement des projets EnR, s'ensuit inévitablement un retard qui s'accumule tout au long du processus S3REnR, si les gestionnaires de réseaux attendent la révision d'un schéma pour établir les besoins suivants (effet start/stop incompatible avec les dynamiques de développement des projets EnR).

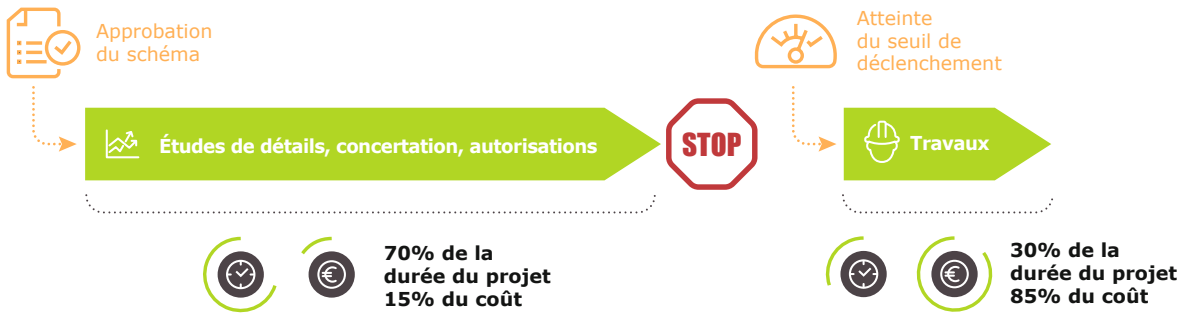
Lors du GT, RTE a explicité le planning type d'une création d'un poste source et de sa liaison souterraine de raccordement au réseau de transport d'électricité. Il se décompose de la manière suivante :

- environ 80 % de la durée et 10 % du coût pour les études détaillées, la concertation et l'obtention des autorisations administratives
- environ 20 % de la durée et 90 % du coût pour la réalisation des travaux.

L'analyse approfondie de l'ensemble des projets de RTE montre que la part liée aux études, à la concertation et à l'obtention des procédures administratives représente en moyenne, 70 % de la durée totale et 15 % du coût du projet.

Ainsi, l'anticipation de la phase d'instruction administrative du projet avant même l'approbation du S3REnR permettrait de gagner jusqu'à 5 ans dans la mise en service des ouvrages structurants. La phase de réalisation des travaux n'est pas concernée par ce principe d'anticipation. Elle reste liée à l'atteinte du seuil de déclenchement des travaux défini dans le S3REnR, afin de maîtriser le risque de coûts échoués.

Figure 1. Durée et coûts moyens d'un projet de développement d'un poste source avec sa liaison de raccordement



2.1.2 Principes

Périmètre : ces études visent les ouvrages dits «structurants» pour le développement de capacités de raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité de source renouvelable, qui demandent un délai de réalisation supérieur à 4 ans et constituent un préalable au raccordement des installations EnR. Les projets visés sont en particulier les créations de postes source et leur liaison de raccordement, les postes de transformation créés en coupure d'axes 225 kV (délais administratifs potentiellement longs) et les renforcements HTB du réseau existants importants.

Objectifs :

- anticiper les études détaillées, la concertation et les procédures administratives d'autorisation pour une liste d'ouvrages structurants permettant l'accueil des EnR, sans attendre la validation du S3REnR qui prescrit ces projets ;
- limiter les risques de coûts échoués sur les études anticipées.

Principe général : le cycle d'études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper est réalisé à la maille de chaque région administrative[1], en parallèle du processus S3REnR. Dans le principe actuel des schémas, les études S3REnR sont réalisées avec une vision des gisements à 10 ans à compter de la date d'élaboration du schéma. Le cycle d'études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper constitue ainsi un nouveau cycle d'études périodiques, basé sur une vision à 5 ans et conforté par un éclairage à 10 ans de l'évolution des gisements. Les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper identifiés lors de ces nouvelles études ont vocation à intégrer le S3REnR révisé suivant (ou le schéma en vigueur *via* une adaptation de ce dernier).

- Les études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper sont réalisées par RTE, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), avec une périodicité maximale de 5 ans. Cette périodicité peut être réduite si la dynamique de développement des EnR de la région le nécessite. À la demande des producteurs, les hypothèses déterminantes des études sont vérifiées annuellement (gisement en développement, contraintes environnementales…), afin de confirmer leur pertinence, et les études sont réactualisées si la variation des hypothèses est telle qu'elle remet en cause à dire d'expert leurs résultats.
- Les études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper sont réalisées sur la base de gisements de production éoliens et solaires fournis par les syndicats de producteurs (FEE, SER, Enerplan) aux gestionnaires de réseaux (RTE, Enedis et les ELD), à un horizon de 5 ans (permettant d'avoir une bonne vision des projets éoliens et photovoltaïques en développement et des informations précises et fiables sur la localisation effective des futures installations), avec une perspective à 10 ans. Au stade de ces études, ces gisements ne sont pas corrélés aux objectifs à moyen et long termes fixés sur le territoire des régions en matière de valorisation de l'énergie par les Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), mais font l'objet d'un partage avec les pouvoirs publics régionaux et les parties prenantes.
- Les études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper sont réalisées selon la même méthodologie d'étude que les études pour l'élaboration des S3REnR (application d'un taux de démarrage, utilisation de solutions flexibles). Elles permettent d'identifier les besoins de développement d'ouvrages structurants pour accueillir le gisement à 5 ans.
  La vision du gisement à 10 ans permet de mieux définir la stratégie d'adaptation du réseau la plus pertinente à proposer.
- Les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper sont accompagnés d'une fourchette de coût, d'un impact prévisionnel sur la quote-part du futur schéma (€/MW créé par l'ouvrage), d'un planning prévisionnel (basé sur des temps repères)

1. Comme pour les études S3REnR, ces études prennent en compte les problématiques inter-régions conduisant à des besoins d'ouvrages structurants dans le cadre des S3REnR.

et d'une estimation du gain de l'anticipation. La liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper donne lieu à des échanges avec les parties prenantes et les pouvoirs publics régionaux (les mêmes que ceux désignés par le Code de l'énergie pour la mise en consultation du projet de S3REnR), permettant de donner un caractère officiel et partagé à ces ouvrages et de définir une priorisation de lancement des études.

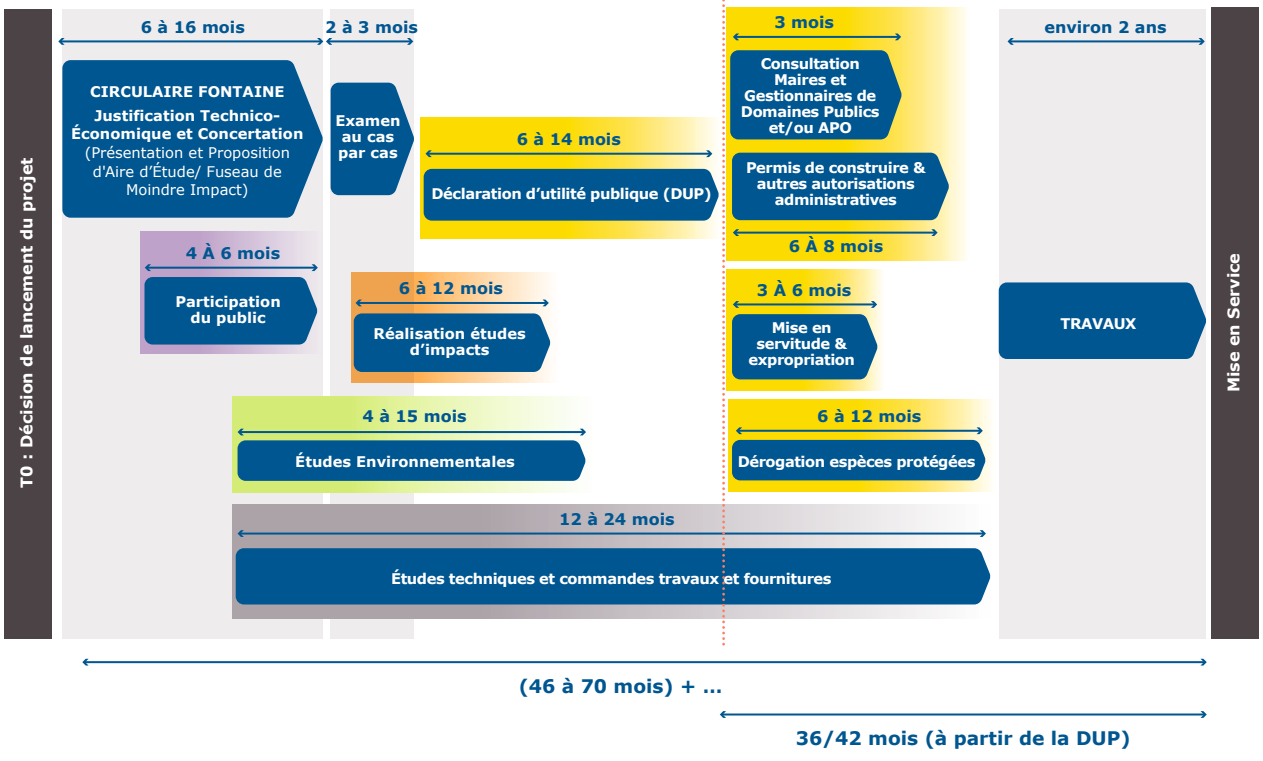
- Après la validation officielle de la liste, RTE (et les GRD éventuellement concernés) engage les études détaillées sur ces ouvrages selon la planification décidée, puis la concertation et les procédures administratives qui peuvent être anticipées sans projet EnR précis, c'est-à-dire *a minima* jusqu'à la DUP ligne, pour RTE.
- La DGEC indique qu'il n'y a pas de problème à anticiper les DUP lignes dans la mesure où le fuseau est suffisamment large pour qu'il n'y ait pas de conséquences directes et immédiates sur les propriétaires (le tracé doit ensuite être précisé). En revanche, elle n'est pas prête à anticiper de DUP d'expropriation tant que le projet n'est pas confirmé, parce que l'autorisation bloque le terrain. Mais c'est sans doute moins problématique, un terrain obtenu à l'amiable étant la solution préférentielle recherchée par les gestionnaires de réseau.

Les autres autorisations administratives (dérogations espèces protégées, approbation de projet d'ouvrage, permis de construire, expropriation…) doivent faire l'objet d'une analyse au cas par cas. Quand cela est possible, elles feront également l'objet d'anticipation. Dans les autres cas, les dossiers seront préparés le plus en amont possible mais elles ne pourront être engagées qu'à l'atteinte du seuil de déclenchement des travaux, ce qui peut ajouter de 3 à 12 mois environ à la durée des travaux.

Le schéma ci-dessous illustre les gains possibles liés à l'anticipation de certaines procédures administratives, dans le cas d'un poste 225 kV.

Figure 2 Schéma simplifié des procédures pour un projet complexe avec anticipation

Exemple : Création d'un poste 225 kV Enedis ou RTE, long raccordement au RPT
Cas complexe (Eval. Env., DUP expropriation et/ou de mise en servitude, APO, pas d'autorisation environ.)



- Chaque année, les écarts sur les hypothèses sont analysés et les projets peuvent être ajustés si des écarts importants sont identifiés et les remettent en question.
- Lors du cycle d'études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper suivant, la vision à 10 ans du cycle précédent est actualisée et les nouveaux besoins identifiés.

Figure 3. 1er cycle d'études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper

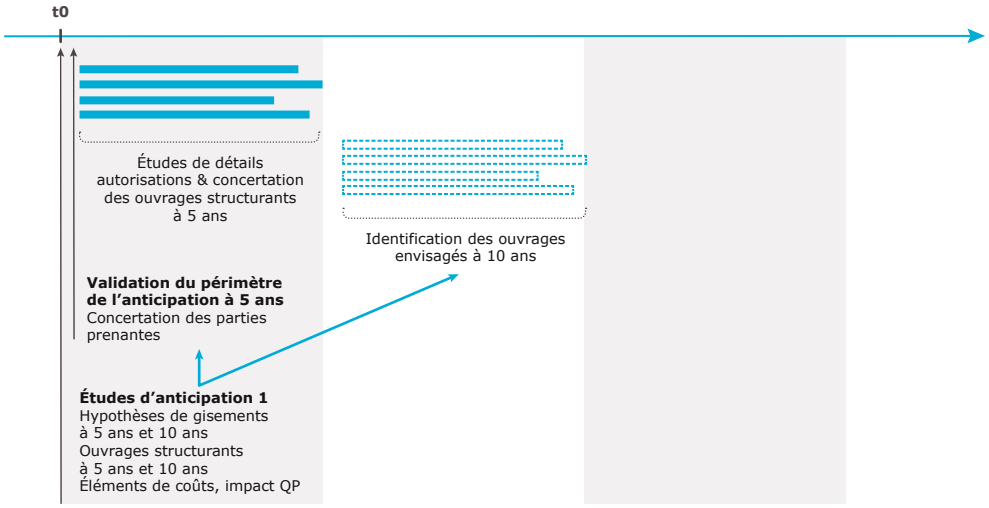
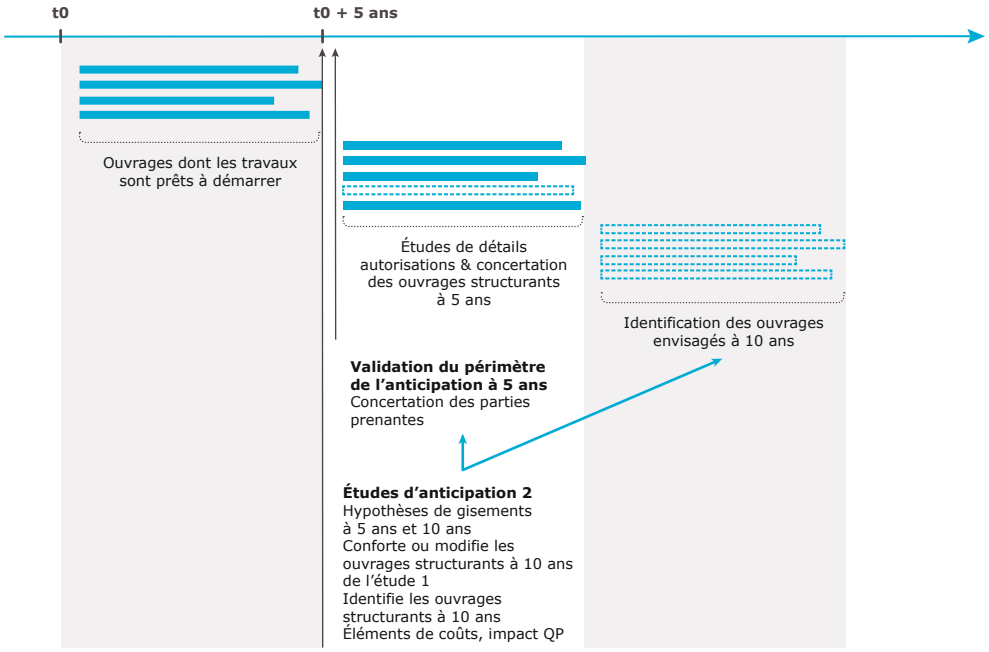


Figure 4. 2e cycle d'études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper



2.1.3 Articulation avec le S3REnR

Lors de la révision d'un S3REnR, les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, qui permettent de répondre à la nouvelle ambition régionale définie dans le SRADDET sont intégrés au schéma révisé, si les hypothèses (techniques ou de localisation) qui les justifient sont toujours valables (en principe, pour les projets déjà avancés, si ce n'est pas le cas, les précédentes revues annuelles l'auront détecté avant). Le coût de ces ouvrages, affiné à l'issue des études détaillées, est intégré au S3REnR révisé.

Dans le cas d'une adaptation, les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, qui permettent d'accueillir le gisement identifié dans le cadre de l'adaptation sont intégrés au périmètre de celle-ci et leur coût (affiné lors des études détaillées) est intégré à l'adaptation du schéma.

Dès l'atteinte du seuil de déclenchement, les dernières autorisations administratives sont instruites et les travaux sont engagés et permettent la mise à disposition des ouvrages dans des délais compatibles avec la réalisation des projets EnR.

Les ouvrages listés à l'horizon de 10 ans dans l'étude d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper sont questionnés de nouveau lors de l'élaboration et de la concertation du nouveau schéma. Ils permettent par la même occasion d'apporter une estimation plus fine de la quote-part future.

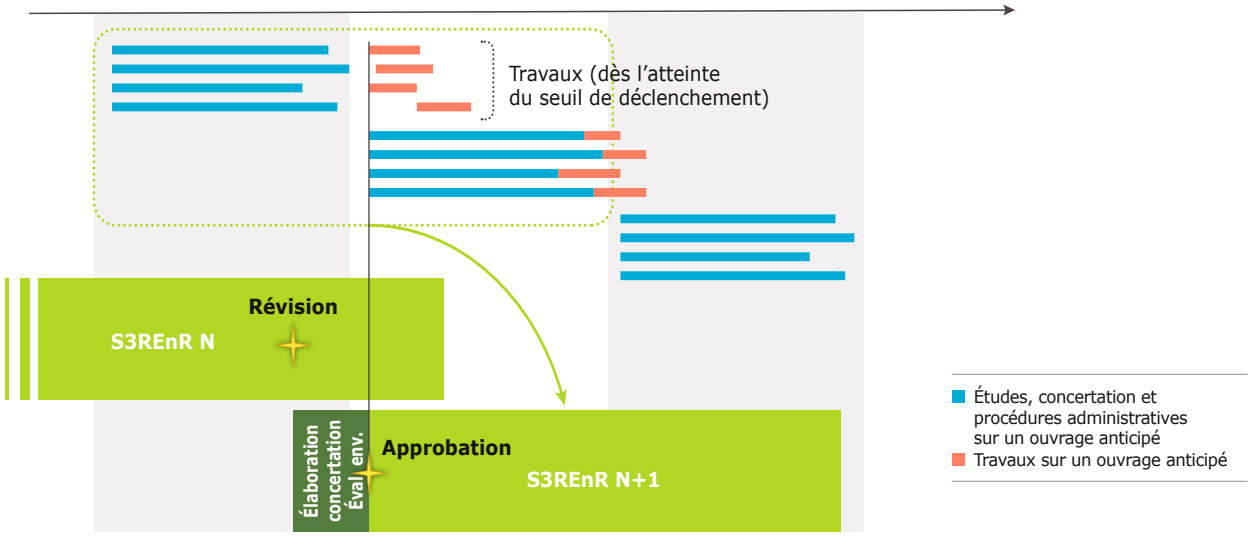
2.1.4 Problématiques à traiter

Plusieurs problématiques ont déjà été identifiées, sans être à ce stade complètement traitées dans le cadre du GT. Ce paragraphe les liste et présente les propositions à valider par le GT.

▸ Couverture des coûts échoués

Le GT a travaillé sur la manière de réduire les risques de coûts échoués. Le fait de n'anticiper que la phase d'études, de concertation et de

Figure 5. Articulation entre les études d'anticipation et le S3REnR



procédures administratives permet de minimiser le risque financier si au final l'ouvrage n'est pas réalisé (10 à 15 % du coût environ). Le principe du seuil de déclenchement fixé dans les S3REnR reste applicable : les travaux ne sont engagés que si un volume suffisant de projets en développement est associé à l'ouvrage considéré.

Par ailleurs, les études sont basées sur des gisements fournis par les producteurs, à un horizon permettant de prendre en compte des projets éoliens assez matures et des projets photovoltaïques matures à un horizon de 2-3 ans. Les échanges avec les parties prenantes régionales permettent d'avoir une vision partagée entre tous les acteurs sur les projets d'ouvrages à anticiper.

Néanmoins, le risque de ne pas réaliser un ouvrage sur lequel on a anticipé les études et les procédures administratives existe. Il faut définir les modalités de couverture de ces coûts. Il existe deux possibilités :

- couverture *via* la quote-part : si le schéma n'intègre pas un ouvrage anticipé, les coûts dépensés associés à cet ouvrage abandonné sont pris en compte dans le calcul de la quote-part du schéma ;
- couverture par le TURPE. Toutefois, aujourd'hui, le cadre de régulation tarifaire ne prévoit pas la couverture de tels coûts d'études sans suite qui, n'étant pas capexisés, sont des Opex non couverts par le TURPE.

Analyse : les gestionnaires de réseau estiment qu'il est important d'inciter les producteurs à la robustesse de l'anticipation, afin d'en minimiser les coûts échoués pour la collectivité. Un engagement formel sur les données de gisements qu'ils fourniront dans le cadre des études d'anticipation ne semble pas réaliste, car les producteurs communiquent leur meilleure vision, mais cependant, à une échéance de 5 à 10 ans, il est possible que certains des projets ne se réaliseront pas.

Le SER considère que les études d'anticipation sont une prise de risque qui va au-delà de l'horizon réglementaire actuel des gestionnaires de réseau, où les risques doivent être partagés entre producteurs, qui sont ainsi clairement co-décideurs des ouvrages à prospecter, et les gestionnaires de réseau qui ont pour mission de rendre les S3REnR opérationnels afin d'atteindre les objectifs de développement des EnR fixés par la loi. Il ne doit pas être question d'une couverture à 100 % de ces coûts échoués par l'une des deux parties, mais bien d'un partage : association des producteurs à la prise de risque d'une part, mise en œuvre opérationnelle des S3REnR par les gestionnaires de réseau d'autre part.

Les producteurs (SER, FEE et Enerplan) jugent que les coûts échoués seront fortement limités par le contexte de développement important des EnR dans les années à venir. FEE considère que la bonne réalisation des atteintes de la PPE *via* une anticipation des adaptations de réseau permettra à elle-seule de supprimer l'effet de coûts échoués pour la collectivité (diminution probable des mécanismes de soutien, remplacement de kWh émetteur de CO_2 en kWh non émetteur, etc.).

Cependant, RTE précise que les études et certaines autorisations délivrées deviennent obsolètes au bout de quelques années, compte tenu du contexte qui évolue et des durées de validité administratives : dans ces cas-là les coûts relatifs aux premières études et autorisations peuvent devenir des coûts échoués.

De son côté, Enerplan considère que la notion de coût échoué doit être mieux définie. En effet, Enerplan estime que, dans un contexte de forte augmentation des volumes à raccorder sur un pas de temps de 15 ou 20 ans, il importe de s'accorder sur l'échéance à laquelle collectivement l'échec sera constaté. La prolongation des autorisations administratives, au-delà des délais habituels, est un levier pour retarder le constat d'un échec, ainsi que les conditions comptables d'amortissement des coûts d'études, de concertation et de procédures.

Le GT décide de poursuivre les discussions sur la manière de définir que les coûts relatifs à un projet d'ouvrage sont effectivement échoués et sur les modalités de couverture de ces coûts.

Enjeux économiques associés à l'anticipation

Afin d'illustrer l'intérêt économique de l'anticipation, RTE a réalisé une étude sur les enjeux économiques associés à l'anticipation. Les résultats de cette étude sont publiés dans le chapitre 12 du SDDR.

L'étude identifie **deux types de coûts supplémentaires** induits par l'anticipation des études et des procédures administratives des projets structurants :

- **Une augmentation du risque de coûts sans suite** du fait d'un plus grand nombre d'études et de procédures administratives qui risquent de ne pas aboutir car elles auront été réalisées plus tôt et se révèleront finalement inutiles, du fait de l'évolution des hypothèses de localisation du renouvelable.
  Ces études sont réalisées sur la base d'une vision prospective du gisement renouvelable localisé dans une région et conduisent à identifier de nouveaux besoins d'adaptations structurantes. Les coûts échoués induits sont donc liés à l'arrivée effective du gisement d'énergies renouvelables qui nécessite chacune de ces adaptations.
- **des coûts supplémentaires liés à la réalisation des travaux en avance** par rapport au cadre actuel. On estime l'écart en moyenne à 3 ans, pour des adaptations importantes.
  Les bénéfices liés à l'anticipation des études et des procédures administratives pris en compte dans l'étude reflètent une **meilleure évacuation de la production renouvelable** raccordée sur le réseau, *via* une mise en service des infrastructures à leur date optimale. Des limitations de production coûteuses sont évitées pour la collectivité et pour les producteurs, pendant les trois années de retard constatées en moyenne dans le cadre actuel, entre la mise en service d'un nouveau poste source et l'arrivée du gisement EnR.

L'étude du SDDR montre que la pertinence économique d'anticiper les études et les procédures administratives sur les adaptations structurantes des S3REnR est avérée.

Par ailleurs, l'anticipation des études permet de mieux instruire en amont les projets réseaux et ainsi d'évaluer leur coût probable plus précisément avant leur reprise dans les S3REnR. Cela limite ainsi le risque de dépassement de ces coûts et de report des écarts (à la hausse comme à la baisse) dans le solde des schémas.

Source : RTE

Statut de la liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper

Les producteurs et les gestionnaires de réseau souhaitent donner un caractère officiel à la liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper, afin de garantir leur légitimité à intégrer par la suite le S3REnR révisé. Les modalités de concertation puis de validation d'une telle liste doivent être analysées. L'avantage est que cette liste ne reste pas seulement une proposition de RTE, mais il ne faudrait pas alourdir le processus en la soumettant à une évaluation environnementale, comme le S3REnR aujourd'hui.

Le GT a décidé d'organiser une consultation écrite sur la liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper et de publier les retours de cette consultation sur le site de RTE.

La liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées de chaque région sera intégrée dans un volet spécifique du Schéma décennal

de développement du réseau de RTE, et mise à jour à chaque publication.

Cette liste régionale des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, avec l'état d'avancement de chaque projet, sera présentée et publiée chaque année, en même temps que l'État Technique et Financier du S3REnR en cours.

▸ Formalisation du processus d'élaboration des études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper, de constitution et d'actualisation de la liste des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées

Le GT a décidé d'élaborer une note décrivant le processus des études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper.

Cette note doit décrire le processus de collecte des données des producteurs, les itérations avec les parties prenantes suite au résultat des études, définir les critères de choix des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper, le processus de validation de cette liste et enfin ses modalités d'actualisation. Cette note sera concertée et validée en GT Anticipation.

▸ Risques sur le développement des projets

Après analyse suite aux discussions du GT, RTE souhaite soulever un point relatif à la réalisation des projets dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées : le principe d'anticipation avant révision du S3REnR et de déclenchement des travaux uniquement après révision du S3REnR conduira sans doute à avoir un délai entre la fin des procédures et le début des travaux pour certains projets.

La phase de concertation permet à l'ensemble des parties de s'exprimer, pour chacun des projets envisagés par les gestionnaires de réseau. Initiée le plus en amont possible, elle se poursuit pendant toute la durée du projet jusqu'à la fin des travaux et vise à associer les parties prenantes à la conception et la réalisation des projets pour favoriser leur intégration sur le territoire et limiter ainsi les risques d'opposition. Dans le cas d'un projet dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, RTE estime que si le délai entre la concertation et les procédures administratives d'une part, et le démarrage des travaux d'autre part est important, cela peut, en fonction du contexte des territoires, favoriser les oppositions et compromettre le projet au stade de la réalisation. Cette problématique devra être prise en compte dans le choix des projets dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées et dans la communication des gestionnaires de réseau sur les ouvrages anticipés lors de la concertation.

Il faut s'assurer que la durée de validité des autorisations administratives est compatible avec le délai d'attente et il importera d'analyser le dispositif juridique existant ou à renforcer pour sécuriser le travail administratif anticipé sur les ouvrages électriques. De même, il importera de convenir précisément des modalités à respecter pour que le traitement en dépenses d'investissement des dépenses anticipées ne soit pas remis en cause par les Commissaires aux Comptes sur un plan comptable, ni par la CRE sur un plan tarifaire.

De plus, RTE identifie un risque à cristalliser les oppositions sur le développement du réseau nécessaire aux EnR, en démarrant la concertation sur les ouvrages de réseau plus tôt que sur les ouvrages de production (posture de concertation/incertitude sur leur réalisation).

Une vigilance doit être portée sur la notion de projet, au sens du code de l'environnement. Toutefois, les derniers échanges de RTE avec le CGDD semblent montrer que les ouvrages prévus par un S3REnR, et de même des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, pourraient constituer un projet distinct de celui d'un producteur, si RTE peut arguer dans le dossier soumis à l'Autorité Environnementale qu'au regard du contexte, qu'ils ne sont pas liés à un projet de production déjà identifié à date ou qu'ils vont servir à d'autres utilisateurs. Il s'agit donc de démontrer que ces ouvrages auraient été construits indépendamment du projet précis d'un producteur. Dans cette hypothèse, l'analyse des effets cumulés est en revanche incontournable.

À l'inverse, s'il n'y a aucune raison de réaliser le projet de poste et de ligne en dehors du projet du producteur, ces ouvrages seront nécessairement considérés avec ceux du producteur comme un projet global.

▸ Fiabilité des hypothèses de gisement (volume, localisation, niveau de tension de raccordement)

La pertinence des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées et la maîtrise des risques de coûts échoués liés à l'anticipation sont directement liées à la fiabilité des données sur les gisements, fournis par les producteurs au moment des études d'anticipation.

Il est donc indispensable pour les gestionnaires de réseau de disposer de données fiables en termes de volume et de localisation précise, afin d'identifier au mieux les ouvrages structurants impactés et les besoins de développement nécessaires à l'accueil de ces gisements.

L'identification des gisements doit être associée fortement aux ambitions territoriales à toutes les échelles (très locales, régionales et nationales). Ceci permettra dans tous les cas une meilleure maîtrise du risque de coûts échoués.

À ce titre, le SDDR 2019 de RTE apportera une vision chiffrée de l'impact de la localisation sur les volumes d'investissements sur le réseau de transport.

L'anticipation des études nécessite la mise à disposition des GRD par les associations de producteurs d'un niveau de détail des projets plus élevé que celui actuellement disponible. En effet, des données transmises à des mailles géographiques de 20 km², ou même de 10 km² ne sont pas suffisantes pour permettre l'anticipation des études nécessaires à la création d'un poste source. Les gestionnaires de réseau de distribution préconisent que les GRD puissent bénéficier du même niveau de détail que celui dont bénéficie RTE pour élaborer les S3REnR (localisation précise des projets avec puissances, niveau de tension de raccordement envisagé). Les données transmises par les producteurs dans le cadre des études d'identification des ouvrages à anticiper seront traitées comme des Informations Commercialement Sensibles par les GRD.

Comme présenté dans le § 3.1.1, la connaissance de la part du gisement susceptible de se raccorder en HTB est également un élément dimensionnant, qui permet d'optimiser au mieux les besoins de développement. Cependant, les producteurs considèrent que cette information n'est pas possible à fournir de manière exhaustive au moment de l'identification d'un gisement. D'autres pistes devront être recherchées pour optimiser au mieux les besoins de création de postes source dans les S3REnR.

Concernant les recensements, ENERPLAN pense qu'il serait opportun de réfléchir collectivement aux moyens disponibles pour rationaliser et digitaliser davantage les communications d'informations sur les projets, à la fois dans un souci d'efficacité, de fiabilisation et de confidentialité des données.

▸ Impact sur les ressources des gestionnaires de réseau

Aujourd'hui, les études S3REnR sont réalisées au moment de chaque révision (ou lors des adaptations, mais sur une zone réduite). Le principe d'anticipation conduit à lancer des études supplémentaires tous les 5 ans au maximum, pour identifier les ouvrages structurants du schéma. La décision de mettre en œuvre ces études a donc un impact sur les ressources des gestionnaires de réseau, dans un premier temps dans la phase d'études de réseau. En effet, il est nécessaire de réaliser des études de réseau complètes, comme pour la réalisation d'un S3REnR. Cette étude ne peut pas être mutualisée avec l'étude qui sera conduite pour la révision du S3REnR plusieurs années après, car celle-ci aura des hypothèses de localisation de gisement réactualisées et un volume global potentiellement différent.

RTE estime que le délai de réalisation sur une région d'une étude d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper est de 6 mois environ, depuis la collecte des données des producteurs, jusqu'à la fin de la consultation publique.

Un léger gain (de quelques semaines au mieux) sur le temps d'études pour le S3REnR révisé suivant est toutefois possible, car une partie des contraintes induites sur le réseau est déjà gérée

par les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, qui sont intégrés à cette nouvelle étude. Ainsi, le nombre de contraintes à analyser est moindre que dans une étude S3REnR sans anticipation. Le gain dépend du nombre d'ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées dans la région considérée et des écarts entre les hypothèses de gisements prises dans les études d'anticipation et celles à considérer pour l'étude S3REnR.

Même s'il est sans impact sur le financement des S3REnR, l'impact sur les ressources liées aux études de réseau d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper et à la réalisation des projets doit encore être estimé par les gestionnaires de réseau.

2.1.5 Évolutions réglementaires nécessaires

RTE considère nécessaire d'introduire dans la réglementation une référence expresse à l'anticipation et de modifier le périmètre de l'état initial, afin d'en exclure sans ambiguïté les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées, ceux-ci devant être intégrés aux ouvrages du schéma révisé. Par ailleurs, la couverture des coûts d'anticipation doit être définie.

Ainsi, afin de sécuriser le mécanisme d'anticipation, il est nécessaire d'acter explicitement dans la réglementation que les ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées intègrent les schémas futurs. Cela permettrait également de renforcer la justification technico-économique des projets d'ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées et donc de sécuriser l'ensemble des autorisations de ces projets. Cette condition est un prérequis à la mise en œuvre effective de l'anticipation. Celle-ci couvrira les modalités de couverture des coûts échoués. La réglementation doit également définir les modalités de financement de l'anticipation et la répartition des coûts échoués.

L'ordonnance S3REnR et ses décrets prévus dans le cadre de la loi ESSOC représentent le bon véhicule pour intégrer des évolutions. Le GT a validé les propositions élaborées en ce sens par Enedis et RTE lors de sa séance d'octobre.

Une fois ces évolutions réglementaires établies, RTE modifiera sa DTR afin de préciser les modalités de déclinaison opérationnelles des études d'anticipation.

2.2 Utiliser le principe de dimensionnement durable pour les créations des S3REnR, lorsque cela est pertinent

2.2.1 Contexte et objectifs du dimensionnement durable

Le dimensionnement durable des ouvrages structurants du schéma a également été identifié par les gestionnaires de réseau RTE et Enedis, comme levier d'anticipation des ouvrages. Il s'agit de dimensionner les ouvrages structurants que sont les postes source et leur ligne de raccordement, au-delà de la capacité identifiée au S3REnR qui en propose la création, afin **d'anticiper les besoins d'évacuation de production futurs** qui seront inscrits dans le schéma suivant.

Ce levier permettrait de réduire les coûts financiers et environnementaux pour la collectivité mais également de réduire les délais de développement de réseau (acceptabilité et travaux). Il permettrait également de réduire la durée des indisponibilités du réseau affectant les producteurs déjà raccordés et liées aux travaux de raccordement de nouveaux producteurs. Envisager cette solution permet également de dimensionner au mieux les ouvrages avec une vision de long terme, plus large que celle fournie par les objectifs du S3REnR.

2.2.2 Principes du dimensionnement durable

Périmètre : pour les ouvrages de création à longs délais de mise en œuvre (supérieur à 4 ans) et qui constituent un préalable au raccordement des projets EnR : les lignes de raccordement des postes source collecteurs et les transformateurs des nouveaux postes source. Il s'agit de dimensionner ces infrastructures au-delà de la capacité nécessaire identifiée dans le S3REnR qui porte le besoin de création du nouvel ouvrage.

Objectifs : anticiper le dimensionnement des ouvrages au-delà du S3REnR afin de faciliter la mise en œuvre du schéma suivant. Ce levier permet également de dimensionner les ouvrages dans une perspective de long terme et permet ainsi des gains financiers et environnementaux pour la collectivité.

Principe général : lors de l'élaboration d'un S3REnR, des gisements sont identifiés et les postes source nécessaires à l'accueil de ces gisements à créer sont définis. Le but de la démarche est d'identifier les ouvrages pour lesquels la perspective de développement du gisement EnR rend pertinent un dimensionnement initial plus important, pour répondre au besoin du S3REnR suivant.

Lors de l'élaboration d'un S3REnR, les gisements pris en compte conjuguent les ambitions régionales à une échéance donnée et les projets identifiés par les différents acteurs. Les gisements identifiés par ce mécanisme ne sont pas figés, un gisement identifié dans un premier schéma peut évoluer à la hausse dans le schéma suivant. Ainsi, les ouvrages identifiés dans un schéma peuvent se voir insuffisants pour la mise en œuvre du schéma suivant : le dimensionnement durable permet de résoudre cette contrainte en dimensionnant les ouvrages au-delà des capacités identifiées dans le S3REnR, sans modifier profondément la consistance de l'ouvrage. On vise ici à utiliser des sections de câbles supérieures ou des transformateurs d'une puissance supérieure, ou encore des câbles dans une technologie permettant d'évoluer vers une tension d'exploitation supérieure, ce qui permet de réduire les coûts financiers et environnementaux pour la collectivité en comparaison à une évolution du réseau en deux étapes. Le dimensionnement durable permet également de traiter les amorces de jeu de barres HTB, et le raccordement des ½ rames impaires afin de limiter les indisponibilités.

Le schéma suivant propose un exemple de la démarche :

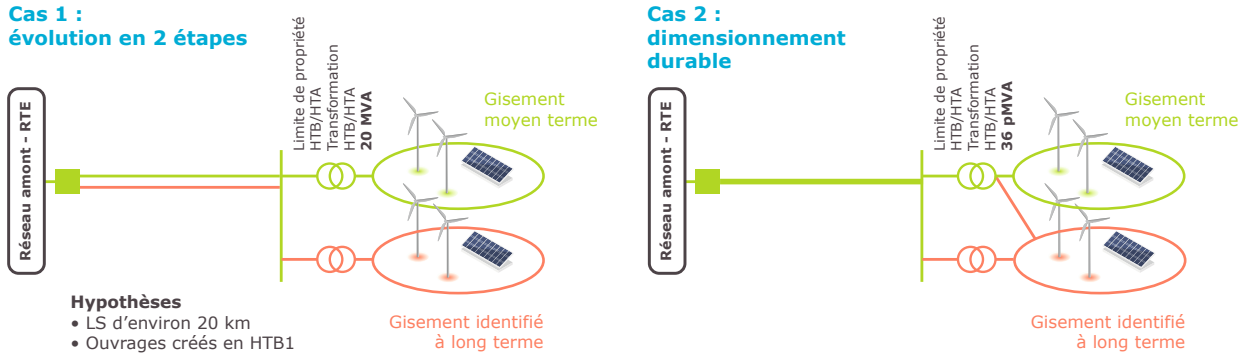


Figure 6. Illustration sur un exemple du principe de dimensionnement durable

Étapes de développement	Cas 1: Coût dimensionnement au plus juste	Cas 2 : Coût dimensionnement durable
Accueil du gisement S3REnR (20 MW)	Poste HTB : [1-2] M€ Ligne d'évacuation : [6-10] M€ Poste source HTB/HTA, TR 20 MVA et ½ rame : [3-4] M€	Poste HTB : [1-2] M€ Ligne d'évacuation pour le gisement global : [7-12] M€ Poste source HTB/HTA, TR 36 MVA et ½ rame : [3-4] M€
Accueil du gisement EnR à long terme (+52 MW)	Ligne pour le nouveau gisement : [4-8] M€ Mutation du TR 20 MVA en 36 MVA : 0,7 M€ Ajout TR 36 MVA et ½ rame : 1,6 M€	Ajout de capacité de transformation TR 36 MVA et ½ rame : 1,6 M€
TOTAL	**Accueil gisement initial [10-16] M€** **Total après évolution du gisement [16-26] M€** **→ Coût de l'évolution [6-10] M€**	**Accueil gisement initial [11-18] M€** **Total après évolution du gisement [13-20] M€** **→ coût de l'évolution 1,6 M€**

L'exemple montre que le développement en deux étapes suppose de créer une deuxième liaison en complément de celle prévue au S3REnR n° 1, lorsqu'un nouveau gisement arrive dans la même zone, alors que le dimensionnement durable permet de disposer dès le S3REnR n° 1 d'une liaison capable d'accueillir le gisement à la cible.

Le dimensionnement durable permet :

- d'anticiper les travaux du S3REnR suivant, et ainsi réduire les délais de raccordement ;
- de limiter les coûts de développement pour la collectivité, si les anticipations de besoins d'évacuation de production futurs se réalisent, en mutualisant certaines dépenses d'études et de travaux, puisqu'il permet de dimensionner l'ouvrage à la cible dès le début, au lieu de faire une évolution du réseau en deux étapes ;
- de limiter les impacts environnementaux en construisant un seul ouvrage un peu plus conséquent et en limitant l'emprise des ouvrages sur l'environnement, puisqu'on évite ainsi la construction de plusieurs kilomètres de liaison souterraine. Cette approche permet aussi de limiter les risques sur l'acceptabilité des ouvrages ;
- de réduire la durée des indisponibilités du réseau affectant les producteurs déjà raccordés et liées aux travaux de raccordement de nouveaux producteurs

Ainsi, lors de l'élaboration d'un S3REnR, l'opportunité de recourir au dimensionnement durable pour les ouvrages de création sera analysée au regard des gisements identifiés à long terme lors des études d'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper définies au § 2.1.

Les ouvrages devant relever du dimensionnement durable seront concertés avec les acteurs dans le cadre de l'identification des ouvrages dont les études détaillées et les procédures administratives sont à anticiper (processus conduisant à la liste « officielle »). Le dimensionnement durable n'est donc pas systématique et sera mis en œuvre en accord avec les parties prenantes. Il donne lieu à une proposition de modification ou une augmentation des capacités réservées d'un S3REnR, soumise à l'approbation du Préfet.

Le dimensionnement durable d'un ouvrage est porté par le schéma nécessitant sa création, *via* la quote-part, et les capacités techniques rendues disponibles par le dimensionnement durable sont intégralement mises à disposition dans les capacités réservées du schéma. Le schéma intégrera donc des travaux plus efficients qui ont un impact sur la quote-part moindre que les travaux dimensionnés au plus juste (du fait du rapport coût/MW créés). En effet, le gain généré sur la capacité globale du schéma est supérieur au surcoût généré sur l'ensemble du schéma : dans l'illustration précédente, le surcoût de la liaison est d'environ 20 % et permet de raccorder deux fois plus de production EnR. Les capacités réservées non-allouées au cours du schéma seront réaffectées au schéma suivant et financées par celui-ci, *via* le solde du premier schéma.

Les capacités réservées créées au titre du dimensionnement durable et le coût associé devront être clairement identifiés dans le S3REnR. La part des capacités réservées disponibles uniquement en HTB devra être affichée précisément.

Le dimensionnement durable ne nécessite pas d'évolution dans le mécanisme actuel des S3REnR, mais sa mise en œuvre est conditionnée à la mise en place des études d'identification des ouvrages à anticiper qui permettront d'assurer la connaissance sur les gisements long terme et ainsi d'optimiser les développements de réseau.

Le GT valide le principe du financement du dimensionnement durable d'un ouvrage par la quote-part du schéma qui nécessite sa création, dans la mesure où l'ensemble de la capacité réservée par cet ouvrage est mise à disposition du schéma et où même en cas de transfert de capacité réservée pendant la vie du schéma, la capacité technique de l'ouvrage reste à disposition des énergies renouvelables, que ce soit dans le schéma en vigueur ou dans le schéma révisé (les capacités techniques y seront réaffectées).

2.2.3 Questionnement lié au dimensionnement durable

Le dimensionnement durable ne nécessite pas d'évolution réglementaire sur le mécanisme actuel.

Les ouvrages dimensionnés durablement feront l'objet d'une JTE validée par la DGEC ou DREAL. La question de la validation de ces JTE devra être instruite avec l'administration et les modalités de diffusion vers les DREAL également.

2.3 Mettre en place une instance d'amélioration et de suivi

2.3.1 Dispositif d'amélioration et de suivi

Les producteurs souhaitent vivement la mise en place d'un suivi des S3REnR, au niveau régional, mais aussi au niveau national, pour donner à tous de la visibilité sur le S3REnR en vigueur, l'évolution des perspectives de gisements, l'avancement des études et procédures anticipées. Ce suivi doit s'accompagner de réflexions au fil de l'eau visant à améliorer en continu le processus S3REnR et identifier toute difficulté de mise en œuvre d'un schéma (ex : schéma qui avance plus vite que prévu initialement, ou au contraire, dont les demandes de raccordement ne se concrétisent pas).

Pour assurer le suivi au niveau régional, le GT a validé le principe de systématiser la présentation des ETF aux producteurs en région, dès 2019, dans le cadre de réunions communes avec le préfet, la DREAL et les autres parties prenantes.

Le GT a entériné la création d'une instance nationale d'amélioration et de suivi des S3REnR, réunissant les représentants des producteurs et les gestionnaires de réseau. Les membres du GT soulignent l'importance que la CRE et la DGEC soient présentes à ces réunions. Les modalités d'organisation et de pilotage de cette instance devront être précisées.

Elle se réunirait une fois par an, à l'issue de l'élaboration des ETF.

L'instance d'amélioration et de suivi des S3REnR aurait une vision de l'ensemble des schémas en cours, des adaptations et révisions réalisées ou prévues, de l'avancement des projets dont les études détaillées et les procédures administratives sont anticipées. Elle aurait également vocation à faire un REX sur la mise en œuvre de l'anticipation et des différentes mesures d'amélioration des S3REnR. Afin de s'assurer que les S3REnR permettront bien d'atteindre les ambitions de la PPE et du SRADDET, elle aura aussi pour mission de proposer des améliorations du dispositif.

2.3.2 Amélioration des États Techniques et Financiers des S3REnR

Les ETF étant un outil de partage d'informations sur l'avancée des S3REnR, ils sont importants pour donner la visibilité nécessaire aux parties prenantes. Ils serviront de base aux travaux de l'instance d'amélioration et de suivi définie ci-dessus. Les producteurs souhaitent engager un travail d'amélioration de ces documents.

Ce sujet est connexe aux travaux du GT Anticipation, et devra faire l'objet de travaux dans les instances habituelles de concertation du CURTE et du CURDE. Néanmoins, les gestionnaires de réseau indiquent que ce dossier sera identifié dans les sujets à traiter en 2019.

3. Les axes de travail à poursuivre

3.1 Intérêt d'identifier les raccordements HTB au moment de l'élaboration des schémas

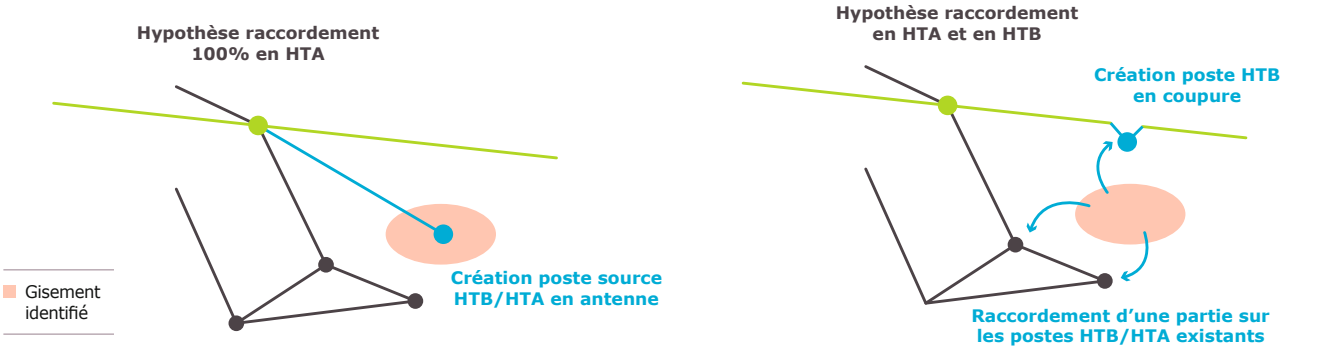
3.1.1 Répartition entre raccordements HTA et HTB

Les premiers S3REnR ont été construits en prévoyant que tous les raccordements puissent être réalisés en HTA car les tarifs d'obligation d'achat étaient limités aux parcs de moins de 12 MW à l'époque, sans pour autant empêcher les raccordements directs en HTB. Depuis la suppression de cette limite, les raccordements en HTB se sont multipliés pour bénéficier des capacités disponibles de ces niveaux de tension. Dans certaines situations de réseau, les raccordements en HTB peuvent s'avérer plus économiques que les solutions en HTA qui nécessiteraient des travaux sur l'ensemble des niveaux de tension.

L'illustration ci-dessous, sur un des cas s'avérant intéressants, montre un gain d'un facteur 4 sur les investissements mutualisés entre les producteurs, entre une situation dans laquelle le S3REnR prévoit la création d'un poste source en 225 kV pour accueillir le gisement raccordé en totalité en HTA et une situation dans laquelle ce même gisement se raccorderait en partie en HTA, sur des postes existants et en partie directement en HTB. Notons cependant que ce chiffrage ne prend pas en compte les coûts propres aux installations de production, notamment le poste de transformation privé, ainsi que les longueurs de câble HTA supplémentaires (mais qui sont 5 à 10 fois moins cher environ que des câbles HTB1 et HTB2 respectivement). Ainsi, il sera nécessaire d'étudier pour chaque cas l'optimalité pour la collectivité de ce type de raccordement.

Dans un contexte où le nombre de raccordements directs en HTB augmente, en considérant que les distances sont telles que le poste source créé situé au barycentre des gisements devient le raccordement de référence pour l'ensemble des MW identifiés, cet exemple illustre l'intérêt d'identifier, dès l'élaboration du schéma, la part du gisement susceptible de se raccorder directement en HTB, afin d'identifier plus précisément les investissements nécessaires à intégrer dans le périmètre de mutualisation.

Figure 7. Exemple de gains relatifs à l'identification des raccordements directs en HTB



Création LS 225 kV de 10 km : 8-29 M€* → ex : **10 M€**
Création d'un poste 225 kV (travaux RTE) : 2,1-3,9 M€* → ex : **2,5 M€**
Création d'un poste 225 kV (travaux Enedis) avec transformation 7,5-7,7 M€ → ex : **7,5 M€**
→ Avec cet exemple, impact QP = 20 M€ pour 100 MW

Création d'un poste 225 kV (sans TR) : 2,1-3,9 M€* → ex : 2,5 M€
Transformation 63 kV 2 TR : (avec 1/2 rames) : 2,4-3 M€** → ex : **2,5 M€**

→ Avec cet exemple, impact QP = 5 M€ pour 100 MW

*Sources : * Appel à contribution sur l'élaboration du SDDR, juin 2018 ** Enedis*

Cette question est particulièrement intéressante pour les raccordements directs en HTB2, car la connaissance des gisements se raccordant directement à ce niveau de tension permettra :

- de limiter le besoin de création de postes source HTB2, au moment de l'élaboration du schéma, et ainsi de limiter l'impact de ces postes sur la quote-part ;
- de prévoir au mieux le besoin de création de postes en coupure, puisque le décret du 28 juin 2018, en faisant évoluer la notion d'ouvrage propre, rend désormais nécessaire d'adapter le S3REnR à chaque création de poste en coupure, non prévue initialement.

Lors de l'élaboration des prochains schémas, lors des adaptations mais aussi lors des études d'anticipation, les producteurs identifieront les gisements susceptibles de se raccorder directement en HTB1 et en HTB2, afin de permettre aux gestionnaires de réseau d'optimiser les besoins de développement.

3.1.2 Questionnement

- La bonne réalisation de la démarche est conditionnée à la fiabilité des gisements qui permettront de définir la part du gisement qui arrivera en HTB ou en HTA. Néanmoins, si certaines évolutions du gisement devaient remettre en cause les solutions proposées dans le schéma, les mécanismes actuels tels que les transferts de capacité ou les adaptations permettraient de modifier le schéma en conséquence.
- Le gain de cette approche doit être évalué en tenant compte des éventuels surcoûts de raccordement pour les producteurs, ce qui n'a pas été réalisé à ce stade. Cette démarche devra être limitée aux situations où le gain global est avéré.

3.2 Réflexions sur la quote-part

Les échanges précédents sur l'optimisation globale des développements de réseau en fonction de la localisation des gisements afin d'alléger la participation financière des producteurs EnR a fait émerger d'autres pistes de réflexions sur l'établissement de la quote-part, cette dernière ayant fait l'objet de plusieurs incompréhensions et contestations ces dernières années.

RTE a souhaité approfondir dans le cadre de ce GT des pistes de réflexions initialement évoquées et proposées par les fédérations de producteurs, en apportant des éléments d'analyse sur les coûts et les impacts potentiels sur les contributions des différents acteurs au sein du périmètre de mutualisation. Pour anticiper au mieux la répartition des raccordements entre HTA et HTB, il est en effet essentiel de comprendre l'impact d'une quote-part mutualisée sur les incitations économiques à se raccorder préférentiellement en HTA ou HTB. Le but était de partager collectivement les risques et opportunités et de provoquer les échanges et réactions en séance. Il est à noter que les gestionnaires de réseau ne sont pas promoteurs de ces propositions.

3.2.1 Séparer les composantes HTB et HTA-BT

Le principe de mutualisation en vigueur prévoit de répartir tous les investissements de création, aussi bien sur le RPT que sur les RPD, sur l'ensemble des producteurs, qu'ils raccordent leur parc en BT (>100 kVA), HTA ou en HTB. Or certains producteurs qui se raccordent en HTB s'estiment lésés par ce calcul dans la mesure où ils contribuent d'une part au financement de l'ensemble des ouvrages mutualisés (qui comprennent les transformateurs HTB/HTA des parcs de production raccordés en HTA), en plus de financer d'autre part leur propre transformateur privé HTB/HTA.

De nombreuses possibilités de nouvelle répartition de mutualisation entre, d'une part les producteurs raccordés en HTB et d'autre part, ceux raccordés en HTA ou en BT, peuvent être envisagées sur le principe de séparation des composantes HTB et HTA-BT de la quote-part. Par exemple, les producteurs raccordés en HTB ne paieraient que la composante HTB et les producteurs raccordés en HTA ou en BT les deux composantes. Quelle que soit la clé de calcul retenue, ce type de répartition conduit immanquablement à diminuer la contribution financière des producteurs raccordés en HTB (c'est bien l'effet escompté) et donc à augmenter celle des producteurs raccordés en HTA et en BT.

À noter également que depuis le décret S3REnR n° 2018-544 du 28 juin 2018, l'entrée en coupure et le jeu de barre des postes en coupure d'artère,

dont le coût de création était auparavant supporté par les producteurs qui se raccordaient en HTB, sont dorénavant mutualisés entre les producteurs *via* la quote-part. Ce changement de périmètre de financement diminue l'écart de traitement.

La question de séparation de la quote-part en deux composantes doit être analysée sous l'angle de l'optimalité pour la collectivité. Une potentielle séparation a indéniablement des effets redistributifs entre les différentes catégories de producteurs. La question est donc de savoir si les incitations renvoyées aux producteurs avec la séparation de la quote-part conduisent à un coût de raccordement complet pour la collectivité supérieur, inférieur ou égal au coût sans séparation.

Les fédérations de producteurs se sont majoritairement prononcées contre le principe de séparation des quotes-parts HTA et HTB sous la forme qui a été présentée et analysée au sein du GT, du fait de l'impact financier qu'il fait porter sur les plus petits producteurs. Cependant, elles aimeraient poursuivre les analyses sur ce sujet en envisageant d'autres formules de répartition et de mutualisation, notamment au regard de l'évolution des typologies d'investissements sur le réseau envisagés d'ici 2035.

Ce sujet sera donc approfondi dans le cadre de la poursuite des travaux sur le financement des investissements de réseau. Les entreprises locales de distribution ont également exprimé leur désaccord pour revoir les principes de calcul et d'application de la quote-part, et plus généralement du principe universel de mutualisation des coûts.

3.2.2 Revoir la répartition financière entre producteurs et utilisateurs du réseau *via* le TURPE

Certains producteurs estiment que le coût de raccordement des parcs EnR est trop élevé dans certaines régions du fait du poids de la quote-part, et surtout que cette dernière est amenée à croître dans les futurs S3REnR avec le besoin de nouveaux ouvrages structurants, ce qui fait peser un risque sur la faisabilité de certains projets EnR. Ils souhaitent revoir le partage des contributions financières entre les utilisateurs des réseaux, *via* le TURPE et les porteurs de projet dans les futurs schémas.

Il convient de rappeler que la répartition actuelle des coûts (créations versus renforcements) est inscrite dans le Code de l'énergie (article D.321-15) et précisée dans la Documentation technique de référence (DTR) des gestionnaires de réseau qui retient une liste fermée d'ouvrages de création, tous les autres travaux ayant un statut de renforcement. Cette liste a été élaborée par analogie au périmètre de facturation des producteurs à raccorder en HTA dans le cadre du régime de raccordement qui existait avant l'entrée en vigueur des S3REnR, et seuls les ouvrages qui ont pour seule finalité l'accueil des EnR entrent dans le périmètre de mutualisation. Les travaux qui permettent l'accueil de la production EnR mais apportent en plus d'autres services pour la gestion du système électrique (Qualité de l'électricité, soutirage, gestion de la tension…) sont décidés par les gestionnaires de réseau et leurs coûts sont couverts par le TURPE, au regard de critères de rentabilité économique pour la collectivité.

RTE souligne que pour l'élaboration des prochains schémas, toutes les optimisations possibles sur son réseau seront intégrées dans la méthodologie, afin de minimiser les investissements structurants et favoriser l'émergence de solutions smart.

La répartition financière de la charge des investissements de réseau dédiés à l'accueil de la production EnR ne peut être envisagée que dans le cadre d'une évolution législative et réglementaire.

3.3 Analyser l'intérêt d'anticiper certains approvisionnements de matériel

Un autre levier d'anticipation peut être analysé dans le cadre du GT sur l'approvisionnement de certains matériels longs à construire, comme les transformateurs. Les producteurs souhaitent que les gestionnaires de réseau puissent faire des propositions dans ce sens.

Conclusions

Les travaux du GT Anticipation ont déjà permis de dégager des leviers concrets permettant de faciliter l'accueil des EnR, avec la mise en place de l'anticipation des études, de la concertation et des procédures administratives sur les projets d'adaptation de réseau structurants ou le principe de dimensionnement durable.

Des propositions d'évolutions réglementaires ont été portées auprès de l'administration pour intégrer l'anticipation des études, de la concertation et des procédures administratives.

Une instance d'amélioration et de suivi des S3REnR a été décidée.

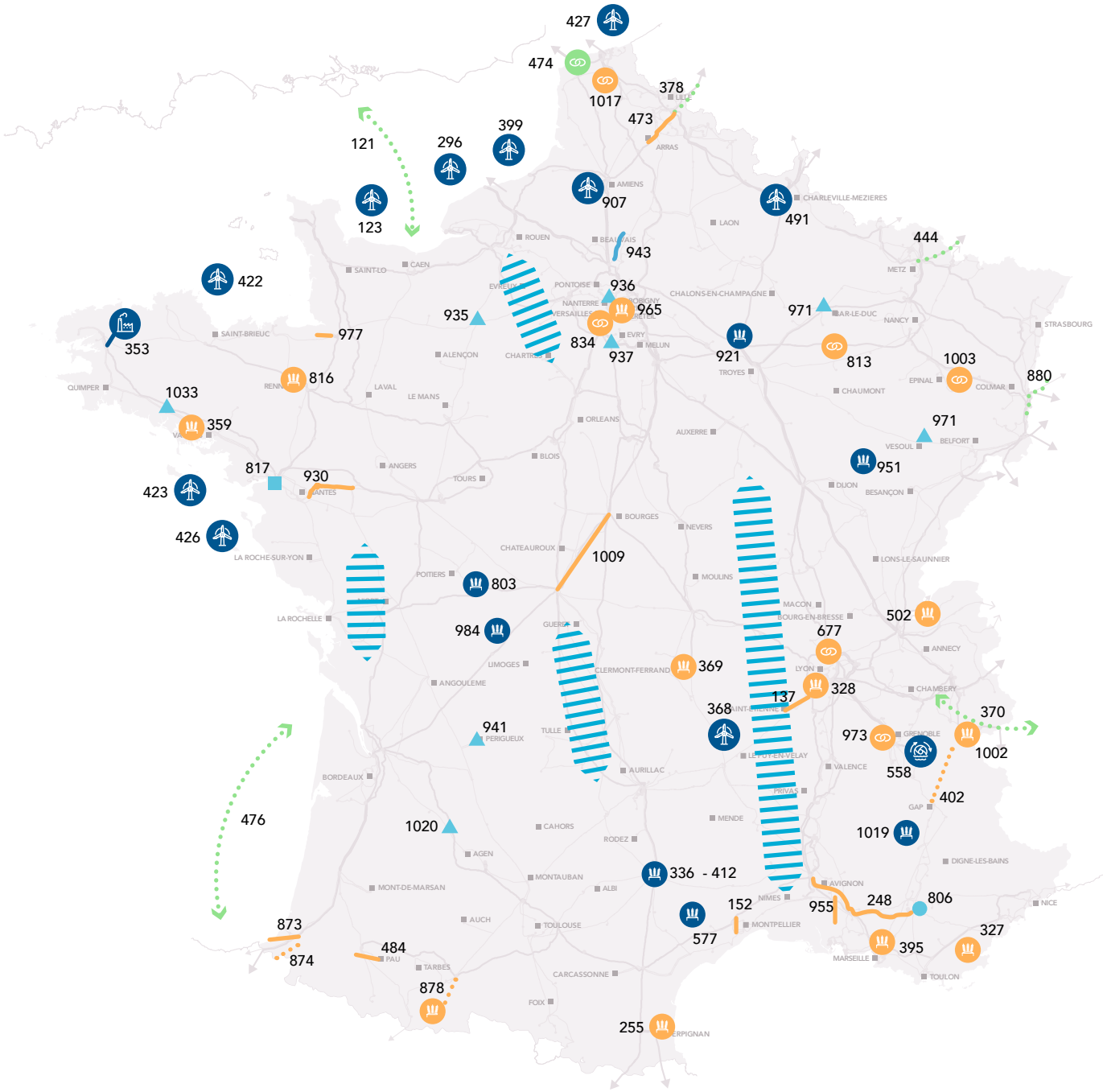
Dès novembre 2018, les réunions du GT permettront de travailler sur les modalités pratiques des évolutions entérinées, avec l'élaboration d'un processus itératif pour l'anticipation des études et le dimensionnement durable et la couverture des coûts échoués.

Les autres sujets identifiés par le GT seront également instruits dans la suite des travaux en 2019.



ANNEXE 2 – LES PROJETS

ANNEXE 2
LES PROJETS



TYPE D'OUVRAGES RTE

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser)
- Nouveau poste ou renforcement

RACCORDEMENT

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Consommation, interconnexion

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
- Accueillir le nouveau mix énergétique
- Préserver le système électrique
- Développer les capacités d'échanges aux interconnexions

FINALITÉ : PRÉSERVER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Tableau des projets

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
MISES EN SERVICE 2018							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	196	○	RACCORDEMENT DU POSTE DES SAISIES 42 KV	**Réponse à la croissance des charges et amélioration de la qualité d'alimentation de cette zone de Haute Savoie**	Raccordement du nouveau poste source Les Saisies en entrée en coupure sur la ligne Arly - Belleville : création de deux liaisons souterraines d'environ 700 m et d'un poste sous enveloppe métallique	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	242	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION ET RECONSTRUCTION DU POSTE DE CHÂTEAUNEUF DU RHÔNE 63 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de Châteauneuf-du-Rhône**	Reconstruction du poste 63 kV et renforcement de la transformation 225/63 kV	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	366	◎	RENFORCEMENT DU POSTE DE GATELLIER 225 KV ET DE SON RACCORDEMENT	**Accueil EnR - S3REnR**	Entrée en piquage du poste Gatellier sur la liaison 225 kV Breuil-Godin	○ Pertes ● CO_2 ○ Accueil EnR	
	842	●	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 63 KV ENTRE BOZEL ET VIGNOTAN	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de capacité de la ligne par réglage d'exploitation	● Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
	844	○	CRÉATION D'UNE 2e ALIMENTATION POUR LE CERN	**Création d'une 2e alimentation 400 kV pour le CERN**	Création d'une 2e alimentation par installation d'une deuxième liaison 400 kV d'alimentation du CERN	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	857	●	INSTALLATION D'UNE SELF AU POSTE DE PRATCLAUX 225 KV	**Gestion des tensions hautes**	Installation d'une self de 80 MVar au poste de Pratclaux	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	909	○	RACCORDEMENT CLIENT À CROLLES 225 KV	**Raccordement client**	Création d'une liaison 225 kV de 4,5 km depuis le poste de Froges	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	970	●	RACCORDEMENT D'UN GROUPE HYDRAULIQUE AU POSTE 400 KV DE LA COCHE	**Accueil de production hydraulique**	Adaptation du poste 400 kV de La Coche et raccordement dans ce poste d'un 5e groupe de production hydraulique	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	972	○	RACCORDEMENT D'UN CLIENT INDUSTRIEL AU POSTE 63 KV DE CUSSET	**Accompagnement d'un développement industriel**	Raccordement d'un client industriel par liaison souterraine 63 kV depuis le poste de Cusset	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	229	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE CHAILLOTS - SENS 63 KV	**Sécurisation de l'alimentation de la ville de Sens**	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 6 km du poste 63 kV de Les Chaillots au poste 63 kV de Sens	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	279	○	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE SAÔNE	**Sécurité d'alimentation de la zone de Besançon**	Création d'un poste 225/63 kV renforçant l'alimentation de la zone de Besançon	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	464	◎	RACCORDEMENT D'UN POSTE 63/20 KV À VINGEANNE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création et raccordement d'un poste 63/20 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	522	○	RECONSTRUCTION DU POSTE 63 KV DE SALINS LES BAINS ET CRÉATION LS	**Sécurisation de la région d'Arbois dans le département du Jura**	Création d'une liaison souterraine de 31 km à 63 kV entre les postes de Frasne et Salins	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	585	●	RACCORDEMENT DU POSTE 225/20 KV DE DOUBS NORD OU LES VAROILLES	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste source 225/20 kV doté d'un transformateur et raccordé *via* une liaison 225 kV au poste adjacent de Mambelin	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
CENTRE-VAL DE LOIRE	526	◎	RACCORDEMENT D'UN POSTE 225/HTA PAUDY SUR MARMAGNE - MOUSSEAUX 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 225/HTA et raccordement en piquage sur Marmagne Mousseaux 225 kV	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	

● Adaptation de réseaux existants
◎ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊙ Se déroule comme prévu
⊙ Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
MISES EN SERVICE 2018 (SUITE)							
GRAND EST	311	○	RÉAMÉNAGEMENT DU RÉSEAU CENTRE ALSACE	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Colmar - Sélestat**	Installation de deux transformateurs 225/63 kV de 100 MVA au poste de Scheer, construction d'une double liaison souterraine de 13 km entre les postes 63 kV de Scheer et Sélestat et dépose de la ligne 63 kV Logelbach - Ribeauvillé	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	314	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION AU POSTE DE MONDELANGE 63 KV	**Raccordement du 3e transformateur ENEDIS**	Raccordement du 3e transformateur Enedis	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	814	○	RACCORDEMENT DU POSTE DISTRIBUTEUR DE REBEUVILLE 63 KV EN REMPLACEMENT DU POSTE DE NEUFCHATEAU	**Raccordement d'un client distributeur**	Raccordement du poste Enedis Rebeuville en coupure sur la ligne 63 kV Goncourt - Vesaignes puis dépose du poste 63 kV de Neufchateau et des lignes 63 kV entre les postes de Rebeuville et Neufchateau	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	922	●	EVOLUTION DU POSTE BABLONS 90 KV	**Création de capacités d'accueil réparties sur les postes Les Bablons (36 MW) et Sézanne (30 MW)**	Modification du jeu de barres, ajout d'une 3ème transformateur Enedis et ripage de la liaison souterraine Bablons Mery 90 kV	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
HAUTS-DE-FRANCE	280	○	CRÉATION DU POSTE 225/90/20 KV DE LE HIÉRIE LA VIEVILLE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création du poste 225/90/20 kV de Le Hérie La Vieville et son raccordement par entrée en coupure de la ligne 225 kV Beautor - Capelle	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	407	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE MARLE - LE HIÉRIE LA VIEVILLE 90 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une liaison souterraine d'environ 10 km et dépose de Buire Marle 63 kV	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	568	○	RACCORDEMENT DU CLIENT OVH (DATA CENTER)	**Raccordement client consommateur**	Création d'un piquage sur la ligne Warande Brode 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	811	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION AU POSTE DE DOUVRIN	**Renforcement de l'alimentation de l'agglomération de Béthune-Bruay**	Ajout d'un transformateur 225/90 kV de 170 MVA	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	944	●	CARRIERES-BRETEUIL 63 KV RECONSTRUCTION EN LIAISONS SOUTERRAINES - PARTIE NORD	**Renouvellement du réseau en souterrain permettant l'accueil d'énergie éolienne**	Mise en souterrain partielle des lignes Breteuil Valescourt et Breteuil Valescourt dérivation Gannes et dépose de la liaison aérienne entre Valescourt et Gannes	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	945	○	RACCORDEMENT EN PIQUAGE SUR GAVRELLE-PERTAIN 225 KV DU PROJET TRANSLOY D'ECOTERA	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'un piquage sur la ligne Gavrelle Pertain 225 kV	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
ÎLE-DE-FRANCE	222	●	VILLEVAUDÉ 400 KV	**Amélioration de la sécurité d'exploitation de la zone Villevaudé-Sausset**	Création d'une liaison barres aérienne de 230 m en tube rigide. Installation d'une tranche basse tension et adaptation du système de protections du poste	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	297	●	PASSAGE À 400 KV DE LA LIGNE 225 KV ENTRE CERGY ET PERSAN	**Sécurité d'alimentation de la région parisienne, moindre recours aux centrales de pointe au fioul et acheminement vers Paris de l'éolien offshore et des productions qui se développent dans le Nord et la Haute-Normandie**	Doublement de la couronne parisienne : liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier.	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	836	●	RACCORDEMENT DU POSTE DE RUPÉREUX 63 KV	**Renforcement de l'alimentation de la Seine-et-Marne**	Création d'un piquage aérien pour le raccordement du poste 63 kV de Rupéreux	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	882	●	EXTENSION DU POSTE DE BUTTES CHAUMONT 225 KV	**Sécurisation de l'alimentation électrique de Paris**	Extension du poste 225 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊘ Se déroule comme prévu
⊘ Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
MISES EN SERVICE 2018 (SUITE)							
NOUVELLE-AQUITAINE	285	○	CRÉATION DU POSTE D'ÉTOILEMENT 90 KV DE LAITIER ET RACCORDEMENT SUR ROM	**Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de la Vienne, du sud-est des Deux-Sèvres et du nord de la Charente**	Création d'un poste d'étoilement et adjonction d'une alimentation à partir du poste à 400 kV de Rom	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
	706	●	ADAPTATION DU POSTE DE BOUSSAC 63 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un disjoncteur de tronçonnement	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	708	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE LA MOLE 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un transformateur 225 kV/90 kV de 170 MVA	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
	872	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE ARGIA 400 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne**	Ajout d'un 2nd autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	877	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE PIOVIT 63 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Bertric - Nontron 63 kV	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	939	○	RACCORDEMENT DU POSTE CLIENT SAUVETERRE DE GUYENNE	**Raccordement d'un nouveau poste consommateur**	Raccordement d'un poste consommateur depuis la liaison Grezillac - Gupie 225 kV.	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
OCCITANIE	482	◎	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE GOURJADE - MAZAMET 63 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une 3e liaison Gourjade - Mazamet 63 kV de 13 km de LS	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	483	◎	CRÉATION D'UNE LIAISON GOURJADE - LUZIÈRES 63 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une 3e liaison Gourjade-Luzières	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	714	●	RÉHABILITATION ET AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 63 KV FAUGÈRES ESPONDEILHAN	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de transit sur la liaison	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	864	◎	RACCORDEMENT DU POSTE CLIENT GARRIGOU 225 KV SUR LA LIGNE MONTAHUT-COUFFRAU 225 KV (PRODUCTEUR VALÉCO)	**Raccordement d'un producteur EnR**	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Montahut-Couffrau 225 kV	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	871	●	CRÉATION D'UNE LIAISON AÉRIENNE ASPRES - CERET - TROUILLAS 63 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone**	Entrée en coupure de la liaison aérienne 63 kV Ceret - Mas Bruno à Trouillas (ripage devant le poste)	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	876	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE PORTET 225 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse**	Installation d'un 4e transformateur 225/63 kV d'une puissance de 170 MVA	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	913	◎	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE ESCOULOUBRE-USSON N° 2	**Amélioration de la qualité d'alimentation et évacuation des énergies renouvelables**	Création d'une liaisons souterraine 63 kV de 7 km	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	323	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE CHÂTEAU GOMBERT 225 KV	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de la zone nord de Marseille**	Création d'une liaison souterraine 2 x 225 kV de 6 km entre le poste d'Enco de Botte et le futur poste Enedis de Château Gombert	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	326	○	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE CASTELLET	**Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale entre Marseille et Toulon**	Création du poste 225/63 kV de Castellet équipé d'un transformateur et d'une liaison souterraine 90 kV de 15 km entre ce poste et le poste d'Athélia. Le planning pourrait dériver en raison des incendies de 2017 contraignant l'accès à la zone de travaux	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	722	●	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 225 KV SAINT-AUBAN - SAINTE-TULLE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 36 km de câbles aériens	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
	860	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE BOUTRE-CADARACHE 63 KV	**Sécurité d'alimentation électrique du client Cadarache**	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 8 km	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2019							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	240	○	RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE CENTRALE HYDRAULIQUE DE GAVET 63 KV	**Raccordement d'un client producteur hydraulique**	Création d'une liaison aéro-souterraine 63 kV de 10 km entre Péage-de-Vizille et le site du client et d'une liaison souterraine de 2,1 km entre Rioupéroux et le site du client + ajout de cellules 63 kV dans les postes de Péage-de-V. et Rioupéroux	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage du projet en lien avec le planning du client
	504	●	RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIAISON FLEYRIAT POLLIAT ET POLLIAT ZPOLLIAT 63 KV	**Sécurisation de l'alimentation électrique au nord-ouest de Bourg en Bresse**	Reconstruction en liaison souterraine de 15 km des tronçons aériens limitant Fleyriat Polliat et Polliat ZPolliat 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié aux procédures administratives
	677	○	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE 225/20 KV DE MIONNAY	**Raccordement régie de distribution - Secteur Saint-André de Corcy**	Raccordement du poste 225 kV de Mionnay par une liaison souterraine de 3 km	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	847	●	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 63 KV ENTRE LES POSTES DE CONTAMINE ET PRALOGNAN	**Accueil EnR - S3REnR**	Retente des conducteurs de la ligne 63 kV entre les postes de Contamine et Pralognan sur 1,7 km	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	908	●	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DU POSTE DE PORT DU TEMPLE	**Renforcement de l'alimentation du poste de Port du Temple**	Renouvellement d'un dernier tronçon souterrain de 1,2 km de la liaison MOUCHE - PORT DU TEMPLE, et création d'un jeu de barres au poste de PORT DU TEMPLE	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
BRETAGNE	421	○	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS DE TIZE	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de la métropole de Rennes et sécuriser son alimentation électrique**	Raccordement du futur poste en antenne sur le poste de Domloup par une liaison souterraine de 9 km environ	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	821	○	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS DE ROMAGNÉ	**Raccordement d'un poste source pour sécuriser l'alimentation du Sud de Fougères**	Raccordement du poste source par une liaison souterraine raccordée en piquage sur la liaison aérienne 90 kV Fougères - Saint-Brice	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage de la mise en service en lien avec le planning du client
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	431	○	RACCORDEMENT DU POSTE DISTRIBUTEUR DE COUBERTIN 63/20 KV	**Raccordement d'un client distributeur**	Création d'un poste 63/20 kV raccordé en coupure dans l'agglomération de Dijon	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	952	○	RACCORDEMENT D'UN 3e TRANSFORMATEUR 225/20 KV AU POSTE DE CHAMPS REGNAUD	**Modification du raccordement d'Enedis au poste de Champs Regnaud**	Suppression des transformateurs 63/20 kV au profit d'un 3e transformateur 225/20 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ & GRAND EST	413	●	GESTION DES TENSIONS HAUTES DANS L'EST DE LA FRANCE	**Amélioration de la tenue de la tension dans l'est de la France**	Installation d'environ 350 MVar de moyens de compensation dans 5 postes de l'est de la France : Vielmoulin (2014), Frasne (2015), Henri Paul (2015), Bezaumont (2016), Petite Rosselle (2019)	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage à 2019 de la mise en service de la self au poste de Petite-Rosselle
CENTRE-VAL DE LOIRE	1024	●	AJOUT D'UNE SELF AU POSTE 225 KV DE CHAUNAY	**Améliorer la tenue de tension de la zone**	Ajout d'un moyen de compensation pour la tenue des tensions, c'est à dire d'une self de 80 MVAR, au poste 225 kV de Chaunay	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
GRAND EST	1028	●	MAROLLES 225 KV : CRÉATION D'UN COUPLAGE	**Amélioration de la qualité de l'électricité dans la zone**	Création d'un couplage 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
HAUTS-DE-FRANCE	904	○	RACCORDEMENT DU PRODUCTEUR « LES VENTS DU CAMBRÉSIS» AU POSTE 63 KV DE RIEZ	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'une liaison souterraine d'environ 100 m en antenne sur le poste de Riez 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
	950	○	RACCORDEMENT DU PRODUCTEUR ABLAINCOURT ENERGIES SUR PERTAIN	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'une antenne sur le poste de Pertain 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
	1016	●	INSTALLATION D'UNE SELF DE 80 MVAR AU POSTE DE BEAUTOR 225 KV	**Gestion des tensions hautes**	Installation d'une self de 80 MVAR au poste de Beautor 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma

- Adaptation de réseaux existants
- Nouvel ouvrage
- Travaux non définis

- Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
- Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
- Accueillir le nouveau mix énergétique
- Préserver le système électrique

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2019 (SUITE)							
ÎLE-DE-FRANCE	831	●	MISE EN SOUTERRAIN PARTIELLE D'HERBLAY PUISEUX BREVAL 63 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation d'Herblay**	Mise en souterrain partielle	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec la ville d'Herblay
	833	●	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE DE MEZEROLLES (BOINVILLE-EN-MANTOIS)	**Alimentation électrique de la zone**	Raccordement d'un poste distributeur 225 kV	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage de la mise en service
	834	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE PLATEAU 225 KV	**Réponse à l'évolution de la consommation du plateau de SACLAY**	Raccordement d'un poste source sous enveloppe métallique et création de deux liaisons souterraines 225 kV pour l'alimenter depuis Saint-Aubin et Villeras	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	
	936	●	INSTALLATION DE SELF AU POSTE DE FALLOU	**Amélioration de la tenue de tension**	Installation d'une self	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	962	●	CRÉATION D'UN POSTE SOUS ENVELOPPE MÉTALLIQUE 225 KV À LONGCHAMP ET RACCORDEMENT TRANSFORMATEUR ENEDIS	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de Longchamp**	Création d'un poste sous enveloppe métallique et raccordement transformateur Enedis	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	963	●	MODIFICATION DU POSTE DE CRETAINE 225 KV SUITE À DEMANDE D'ENEDIS	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de Crétaine**	Raccordement troisième transformateur Enedis	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	1004	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE PECQ_RUEIL	**Augmentation de la capacité de la ligne PECQ_RUEIL / Continuité d'alimentation**	Relève de LS oléostatique	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
NORMANDIE	20	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE GER 90 KV	**Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Mortain (Manche)**	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Flers - Mortain	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	533	○	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE 90 KV DE FONTAINE-ETOUPEFOUR	**Renforcement de l'alimentation la zone de Caen**	Raccordement d'un poste source	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage de la mise en service
NOUVELLE-AQUITAINE	287	●	RENFORCEMENT POSTES ET LIGNES DE LA ZONE DE PRÉGUILLAC	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Charente Maritime**	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Préguillac et création d'un échelon 225 kV à Préguillac et Saintes. Exploitation en 225 kV de la liaison Préguillac-Saintes-Farradière	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage de la dernière mise en service
	396	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE GARIES 225 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Bruges - Pessac 225 kV	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	⊘
	484	○	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE PAU	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Pau**	Passage en 225 kV de la liaison Marsillon - Lescar et création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Lescar et Pau Nord	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage du projet lié aux études techniques
	692	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE TRANSIT DE LA LIAISON 90KV CHATELUS-CHATRE-CROIX CADET-MAUREIX	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de la capacité de transit de la liaison aérienne	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Projet lancé avec la réhabilitation de la liaison aérienne
	698	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV NAVES-TULLE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de la capacité de transit de la liaison aérienne	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	703	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV BORIETTE-PUYPERTUS	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de la capacité de transit de la liaison aérienne	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Projet lancé avec la réhabilitation de la liaison aérienne
	707	●	EVOLUTION DU POSTE DE MAGNAZEIX 90 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un jeu de barre 90 kV	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	873	●	RENFORCEMENT DE L'AXE 225 KV ARGIA - MOUGUERRE EN LIAISON SOUTERRAINE	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne**	Doublement de la partie souterraine de la liaison à 225 kV Argia - Mouguerre	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage planning
	927	◎	RACCORDEMENT D'UN PARC ÉOLIEN SUR LE POSTE RTE DU LAITIER	**Raccordement d'un client producteur éolien**	Raccordement du poste producteur sur le poste du Laitier	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Décalage de la mise en service
	941	●	GESTION DES TENSIONS HAUTES EN AQUITAINE : SANILHAC	**Amélioration de la tenue de la tension sur le territoire de l'Aquitaine**	Installation de 160 Mvar de moyens de compensation réactive au poste de Sanilhac	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1020		GESTION DES TENSIONS HAUTES EN AQUITAINE : GUPIE	**Amélioration de la tenue de la tension sur le territoire de l'Aquitaine**	Installation de 160 Mvar de moyens de compensation réactive au poste de Gupie	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2019 (SUITE)							
OCCITANIE	152	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE QUATRE SEIGNEURS - SAUMADE 225 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier**	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des travaux
	197	●	CRÉATION D'UN POSTE 225/63 KV MONTGROS	**Sécurité d'alimentation électrique de la Lozère et accueil de production renouvelable**	Création du poste 225/63 kV de Montgros et d'une liaison souterraine 63 kV vers Langogne d'environ 14 km	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ●	Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des travaux
	320	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE BÉZIERS EST 225 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis le poste de Saint-Vincent 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR ○	Décalage lié aux procédures administratives
	352	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DE GOURJADE 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un troisième transformateurs de 170 MVA	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Anticipation grâce à mode opératoire optimisé
	577	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE GAUDIÈRE 400 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Remplacement d'un autotransformateur de 300 MVA par un 600 MVA	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR ●	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	578	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE MOREAU 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un transformateur 225/63 kV	Pertes CO_2 ● Accueil EnR ●	Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des travaux
	657	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE FOUSCAIS 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un transformateur 225/63 kV	Pertes CO_2 ● Accueil EnR ●	
	711	●	RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU POSTE SOURCE 225/20 KV À LA GAUDIÈRE	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement d'un nouveau poste source Enedis	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR ●	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	717	●	AUGMENTATION DES CAPACITÉS DE SURCHARGE DE LA LIAISON 63 KV MENDE MONASTIER	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de surcharge sur la liaison	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ●	
	725	●	CRÉATION D'UN DÉPART ET D'UN JEU DE BARRES DANS LE POSTE DE CESSE	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement d'un nouveau poste source Enedis	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	
	859	●	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE BAIXAS - HAUT VERNET 63 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan**	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 10 km	Pertes CO_2 Accueil EnR ○	Décalage de la mise en service
	914	●	CRÉATION D'UNE 2e ALIMENTATION DU POSTE SOURCE LA SALANQUE ET AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR 63/20 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone**	Création d'une 2e alimentation du poste source de La Salanque	Pertes CO_2 Accueil EnR ○	Décalage en lien avec le planning du client
	957	○	RACCORDEMENT DU POSTE CONSOMMATEUR À SAVERDUN	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source en coupure la liaison Boulbonne - Pamiers	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR ○	Nouvelle demande de raccordement
	958	●	RENFORCEMENT DE LA LIAISON AÉRIENNE À 63 KV ENTRE TARASCON ET CASTELET	**Amélioration de l'évacuation de la production hydraulique**	Augmentation de la capacité de transit de la liaison	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Entre dans le périmètre du schéma
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	327	○	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE GRIMAUD	**Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale est du Var**	Création du poste 225/63 kV de Grimaud équipé d'un transformateur et raccordement par des liaisons souterraines 225 et 63 kV au réseau existant	Pertes ● CO_2 ○ Accueil EnR ○	Décalage lié aux procédures administratives
	1006	●	RACCORDEMENT D'UN POSTE SOURCE AU POSTE DE CASTELLANE	**Amélioration de la qualité d'alimentation**	Réaménagement du poste source à Castellane	Pertes CO_2 Accueil EnR ○	Nouvelle demande de raccordement
	1018	●	AJOUT D'UNE SELF AU POSTE 225 KV DE GRIMAUD	**Améliorer la tenue de tension de la zone**	Ajout d'un moyen de compensation pour la tenue des tensions, c'est-à-dire d'une self au poste 225 kV de Grimaud	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Entre dans le périmètre du schéma
PAYS DE LA LOIRE	1027	●	MERLATIERE POSTE AJOUT SELF	**Améliorer la tenue de tension de la zone**	Ajout d'un moyen de compensation pour la tenue des tensions, c'est-à-dire d'une self de 80 MVAR, au poste 225 kV de Merlatière	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Entre dans le périmètre du schéma
	1034	○	FIABILISATION ET RENFORCEMENT DU POSTE FREIGNE	**Mise en conformité du poste 90kV de Freigné participant à l'évacuation de la production HTA de la zone**	Ajout de matériel HT et BT dans le poste 90 kV de Freigné	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR ○	Entre dans le périmètre du schéma

- ● Adaptation de réseaux existants
- ○ Nouvel ouvrage
- • Travaux non définis

- ● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
- ● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
- ● Accueillir le nouveau mix énergétique
- ● Préserver le système électrique

- ● Très positif
- ● Positif
- ○ Faiblement positif
- ○ Négligeable
- ● Faiblement négatif
- ● Négatif
- ● Fortement négatif

- ⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
- ⊙ Se déroule comme prévu
- ! Projet retardé
- ⊗ Arrêté

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2020						
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	328	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE D'ECHALAS 400 KV	**Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Saint-Etienne, de la Haute-Loire et du sud Auvergne.**	Installation d'un troisième autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA	Pertes CO_2 Accueil EnR	Études actuelles de re-questionnement du projet
	369	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE CLERMONT-FERRAND	**Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand**	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Malintrat et de Sarre et d'une transformation 225/63 kV à Sarre	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning travaux
	370	INTERCONNEXION SAVOIE - PIÉMONT	**Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie et renforcement des capacités de secours mutuels entre les deux pays**	Création d'une double liaison souterraine à courant continu à 320 kV de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piossasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning travaux-essais
	502	CRÉATION DE L'INJECTION 225/63 KV SUD-LÉMAN	**Sécurisation de l'alimentation électrique du secteur Annemasse**	Création d'un poste 225/63 kV dans le Sud Leman raccordé en piquage sur l'axe 225 kV Cornier - Allinges et en coupure sur l'axe 63 kV Borly Douvaines	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié à la concertation et à la prise en compte des décrets environnementaux de 2017
	1005	RÉGULATION DE LA TENSION DU RÉSEAU 225 KV AUTOUR DE CLERMONT-FERRAND	**Compensation des tensions hautes du réseau 225 kV**	Ajout d'une self de 64 MVAR au tertiaire dans le poste 400 kV de Rulhat	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
AUVERGNE RHÔNE-ALPES & OCCITANIE	856	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 63 KV ENTRE LES POSTES DE BESSEGES ET SALELLES	**Accueil EnR - S3REnR**	Remplacement des conducteurs sur 16,5 km de la liaison 63 kV entre les postes de Bessegues et Salelles	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	462	RACCORDEMENT DU POSTE VIGNE 225/20 KV À JOUX-LA-VILLE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création et raccordement d'un poste 225/20 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	926	SÉPARATION DES ALIMENTATIONS HTB DES POSTES 63 KV DE ST-PIERRE-LE-MOUTIER ET DE PARIZÉ	**Séparation de l'alimentation de deux postes Enedis alimentés en antenne sur la même file**	Création d'une liaison aérienne double terne de 9 km et de 3 km de liaison souterraine	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	951	PROJET *RINGO* SITE DE VINGEANNE	**Augmentation accueil EnR**	Installation de batterie de fortes puissances	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
	1010	RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN VOLTALIA	**Création de capacités d'accueil au poste 63 kV de Frangey**	Augmentation de l'IST de la ligne 63 kV Pacy-Nuits s/s Ravières 1	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ & GRAND EST	971	MAÎTRISER LES CONTRAINTES DE TENSION AUX POSTES DE PUSY ET REVIGNY	**Respecter les seuils de tensions hautes**	Installation de selfs : ▸ une self au tertiaire d'un AT de Revigny 225 kV ▸ une self sur les barres 63 kV de Pusy	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet suite à besoin récent
BRETAGNE	887	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS LA BARRE THOMAS	**Raccordement d'un poste source pour sécuriser l'alimentation de l'ouest de Rennes**	Raccordement du futur poste en bâtiment par l'intermédiaire de 2 lignes à 90 kV issues du poste de Belle-Épine	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage de la mise en service en lien avec le planning du client
CENTRE-VAL DE LOIRE	171	RACCORDEMENT NOUVEAU POSTE ENEDIS DE ORLÉANS	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération d'Orléans**	Construction d'une liaison souterraine 90 kV d'environ 3,5 km entre Marchais et Orléans	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	818	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS DE FONDETTES	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération de Tours**	Raccordement du poste source par une liaison souterraine raccordée sur une ligne aérienne existante issue du poste de Pelouse	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	931	RACCORDEMENT D'UN PARC ÉOLIEN SUR LA LIAISON EGUZON-ORANGERIE	**Raccordement d'un client producteur éolien**	Raccordement du poste producteur par une liaison aérienne raccordée en piquage sur la liaison 225 kV Eguzon-Orangerie	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	960	SÉCURISATION DU POSTE DE NOGENT-LE-ROTROU 90 KV	**Amélioration de la qualité d'alimentation de la zone de Nogent**	Doublement de l'alimentation du poste par son entrée en coupure sur la ligne Conde-sur-Huine - Theil	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
CENTRE-VAL DE LOIRE & NOUVELLE-AQUITAINE	705	AJOUT DE MATÉRIELS DANS LE POSTE D'EGUZON	**Accueil EnR - S3REnR**	Travaux sur matériels haute tension dans le poste d'Eguzon	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
GRAND EST	386	ADAPTATION DU POSTE DE FRONCLES 63 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Travaux sur les jeux de barres 63 kV du poste	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	917	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE 63 KV BAINS-LES-BAINS - POUXEUX	**Améliorer la qualité de l'électricité de la zone et augmenter la capacité d'accueil éolien dans la zone d'environ 34 MW**	La liaison 63 kV Bains-les-Bains – Pouxeux remplace la liaison 63 kV Bains-les-Bains - Plombières qui sera déposée	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	923	RACCORDEMENT DU POSTE 90 KV ENEDIS NOUE SEUIL 2	**Création de 70MW de capacités d'accueil dans le sud des Ardennes**	Raccordement d'un nouveau poste d'évacuation Enedis	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	969	EVOLUTION DE LA STRUCTURE DES POSTES RTE 63 KV ET 225 KV DE SAINT-JULIEN À LA DEMANDE DE L'UERM	**Evolution du raccordement UERM**	Normalisation et simplification du poste 225 kV de Saint-Julien	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
	1003	RACCORDEMENT DU CLIENT LUCART AU POSTE 63 KV DE LAVELINE	**Raccordement du site industriel Lucart (papetier) au RPT**	Création d'une LS 63 kV de 4 km depuis le poste de Laveline	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2020 (SUITE)							
HAUTS-DE-FRANCE	474	○	RACCORDEMENT DE ELECLINK	**Raccordement d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la France et l'Angleterre**	Création de 3,5 km de liaison souterraine 400 kV permettant de connecter la liaison au réseau alternatif	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊙
	943	●	CARRIERES-BRETEUIL 63 KV RECONSTRUCTION EN LIAISONS SOUTERRAINES - PARTIE SUD	**Renouvellement du réseau en souterrain permettant l'accueil d'énergie éolienne**	Réalisation de liaisons souterraines 63 kV entre les postes de Carrières et Valescourt, Carrières et Rantigny et entre Rantigny et Valescourt. Dépose des liaisons aériennes existantes entre les postes de Carrières, Rantigny et Valescourt	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à la concertation
	1045		RACCORDEMENT DU CLIENT PRYSMIAN DAKA	**Raccordement nouveau client industriel**	Raccordement en piquage sur la liaison 225 kV Ansereuilles - Douvrin		⊕ Nouveau projet
ÎLE-DE-FRANCE	265	○	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE 225 KV D'AUBERVILLIERS	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de la Plaine Commune**	Raccordement d'un poste source Enedis sur la ligne existante Courneuve-Seine	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage du projet en lien avec le planning du client
	933	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE BELLOY 225/20 KV	**Renforcement de l'alimentation du Val-d'Oise**	Raccordement d'un poste distributeur en piquage par une liaison souterraine 225 kV d'environ 2 km	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	937	●	INSTALLATION DE SELF AU POSTE DE CIROLLIERS	**Amélioration de la tenue de tension**	Installation d'une self	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à la survenue d'aléas pendant la phase travaux
NORMANDIE	67	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE DEVILLE 90 KV	**Renforcement de la sécurité d'alimentation de la ville de Rouen**	Raccordement d'un poste source sous enveloppe métallique en piquage sur la ligne à 90 kV Cailly - Vaupalière	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	121	○	INTERCONNEXION FRANCE - ANGLETERRE («IFA2»)	**Augmentation de la capacité d'interconnexion**	Création d'une liaison d'interconnexion à courant continu d'une puissance de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de km en souterrain	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊙
	935	●	INSTALLATION DE SELF AU POSTE D'AUBE	**Amélioration de la tenue de tension**	Installation d'une self	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à la survenue d'aléas pendant la phase travaux
NOUVELLE-AQUITAINE	802	◎	RACCORDEMENT D'UN POSTE 225/HTA ST JEAN ANGELY	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 225 kV/HTA en coupure sur la liaison 225 kV Beaulieu-Fléac-Granzay	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	874	●	CRÉATION D'UNE SECONDE LIAISON SOUTERRAINE 63 KV ARGIA - PULUTENIA	**Amélioration de la sécurité d'alimentation du pays Basque**	Création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Argia et Pulutenia.	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	883	◎	RACCORDEMENT D'UN POSTE 90/HTA AU NORD DE LA CHARENTE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 90/HTA raccordé au poste de Fléac par une liaison souterraine 90 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊙
	884	◎	RACCORDEMENT D'UN POSTE 90/HTA AU NORD DE BRESSUIRE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 90/HTA raccordé au poste de Bressuire par une liaison souterraine 90 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	966	●	INSTALLATION DE MOYEN DE COMPENSATION DANS LES POSTES DE LACANAU, NAVAROSSE, GAREIN ET BARBOTAN	**Amélioration de la tenue de la tension sur le territoire de l'Aquitaine**	Installation de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) dans 4 postes : Lacanau, Navarosse, Garein et Barbotant	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1021	●	GESTION DES TENSIONS HAUTES DANS LE LIMOUSIN	**Amélioration de la tenue de la tension**	Installation de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) dans le poste 225 kV de Maureix	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1022	●	GESTION DES TENSIONS HAUTES SUR LE RÉSEAU 63 KV DU MASSIF CENTRAL	**Amélioration de la tenue de la tension**	Installation de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) dans les postes 63 kV de Lacaune et Aubusson 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1023	●	GESTION DES TENSIONS HAUTES À TALAMET	**Amélioration de la tenue de la tension**	Installation de moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) dans le poste 225 kV de Talamet	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1025	●	AJOUT D'UNE SELF AU POSTE 225 KV DE FLEAC	**Amélioration de la tenue de la tension**	Ajout d'un moyen de compensation pour la tenue des tensions, c'est à dire d'une self de 80 MVAR, au poste 225 kV de Fléac	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1026	●	RENFORCEMENT DES AXES ANGOULEME-NIORT-POITIERS-LIMOGES	**Augmenter la capacité de transit des liaisons de la zone pour permettre l'accueil de la production EnR**	renforcement des axes Angoulême-Niort-Poitiers-Limoges	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊙ Se déroule comme prévu
ⓘ Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2020 (SUITE)						
OCCITANIE	255	RENFORCEMENT DU RÉSEAU 225 KV DE PERPIGNAN (CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE CABESTANY - MAS BRUNO 225 KV)	**Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan**	Création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany et de la liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des études de détails
	335	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE GRAMONT 225 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Balma-Verfeil 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	477	RACCORDEMENT DU POSTE PRODUCTEUR DE AVANT MONTS 225 KV	**Raccordement d'un nouveau poste client producteur**	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Montahut - Saint-Vincent 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	487	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE FONDAMENTE 63/20 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création du poste 63/20 kV et son raccordement en coupure sur la ligne Lauras-Roqueredonde 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	489	RACCORDEMENT DU POSTE DE ANTUGNAC 63 KV POSTE PRODUCTEUR	**Raccordement d'un nouveau poste client producteur**	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Espéraza-Moreau 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	658	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE MARGERIDE 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un transformateur 225/63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	710	CRÉATION D'UNE NOUVELLE LIAISON AÉRIENNE 63 KV FOUSCAÏS LODÈVE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une nouvelle liaison aérienne par dédoublement de la ligne existante	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	875	CRÉATION D'UNE LIAISON AÉRO-SOUTERRAINE À 63 KV ONDES VILLEMUR	**Amélioration de la sécurité d'alimentation entre Toulouse et Montauban**	Création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Ondes et Villemur	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié à la reprise des études techniques pour le dimensionnement de la liaison souterraine
	915	INSTALLATION D'UNE SELF AU POSTE DE MENDE 63 KV	**Amélioration de la gestion de la tension en Lozère**	Installation d'une inductance dans le poste de Mende	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des études de détails
	1014	RÉHABILITATION ET AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON AX-LES-THERMES - CASTELET	**Amélioration de la qualité d'alimentation et de l'évacuation de la production hydraulique de la haute vallée de l'Ariège**	Réhabilitation de la liaison avec renouvellement des conducteurs	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	574	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE 225/20 KV DE VALDEROUE	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement du poste 225/20 kV sur la ligne 225 kV Lingostière Roumoules	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	721	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 225 KV ORAISON-SISTERON	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 42 km de câbles aériens	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage de la mise en service
	858	RACCORDEMENT DU POSTE 225 KV DE PELADE 225 KV (PRODUCTEUR ÉOLIEN PROVENCIALIS)	**Raccordement d'un producteur EnR**	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Boutre-Coudon 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	869	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE SOURCE 225/20 KV DE SALON BEL AIR (ENEDIS)	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation électrique de Salon-de-Provence**	Raccordement d'un poste Enedis depuis la ligne Rassuen-Roquerousse	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	870	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE SOURCE 63/20 KV DE SAINT-SAVOURNIN (ENEDIS)	**Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation électrique du sud d'Aix-en-Provence**	Création d'une liaison souterraine de 5 km, et entrée en coupure de la ligne aérienne Auriol-Rousset, pour raccordement du nouveau poste source de Saint-Savournin	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	916	CRÉATION D'UNE 2e ALIMENTATION DU POSTE SOURCE DE SAINT-CYR	**Amélioration de la qualité d'alimentation de la zone**	Création d'une 2e alimentation du poste source de Saint-Cyr	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié à la concertation
	976	MODIFICATION DU RACCORDEMENT DU CLIENT ESID DE TOULON	**Renforcement de l'alimentation électrique de l'Arsenal de Toulon**	Remplacement d'une liaison souterraine de 3,4 km entre le poste d'Escaillon et l'Arsenal de Toulon	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
	1029	RACCORDEMENT D'UN TRANSFORMATEUR ENEDIS AU POSTE DE SAUMATY	**Accueil de consommation dans la zone portuaire de Marseille**	Ajout d'un transfo 225/20 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
PAYS DE LA LOIRE	817	CORDEMAIS 225 KV : REHABILITATION DU POSTE	**Sécurité d'alimentation de la région Bretagne et du département de la Loire-Atlantique**	Renforcement électrique du poste 225 kV (pour une meilleure tenue aux courts-circuits). Renouvellement du matériel de contrôle commande et de protections	Pertes CO_2 Accueil EnR	Des travaux complémentaires s'avèrent nécessaires suite à des études menées en cours de chantier
	822	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS DE SAINT-HERBLAIN	**Raccordement d'un poste source pour sécuriser l'alimentation de l'ouest de la métropole nantaise**	Raccordement du futur poste-source en antenne sur le poste d'Orvault par une liaison souterraine 63 kV de 10 km environ	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	1032	FIABILISATION ET RENFORCEMENT DU POSTE DE BEAUVOIR	**Mise en conformité du poste 90kV de Beauvoir participant à l'évacuation de la production HTA de la zone**	Ajout de matériel HT et BT dans le poste 90 kV de Beauvoir	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2021							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	368	○	RACCORDEMENT DU POSTE STE EUGÉNIE 225 KV DANS LA ZONE "DE BRIOUDE À SAINT-FLOUR"	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement d'un poste 225 kV mixte producteur et Enedis en piquage sur la liaison 225 kV Issoire Pratclaux	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Décalage instruction
	851	○	RECONSTRUCTION DES LIAISONS 63 KV ENTRE LES POSTES DE LIVET ET SAINT-GUILLERME	**Sécurité d'alimentation des stations des Deux Alpes et de l'Alpes d'Huez et évacuation des productions EnR**	Restructuration par reconstruction en liaisons souterraines des réseaux 63 kV entre Livet et Saint-Guillerme	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à l'interaction avec un autre projet (Oisans Nord - projet 558)
	973	○	RACCORDEMENT CLIENT AU POSTE 225 KV DE CONFLUENT	**Accompagnement d'un développement industriel**	Raccordement par une liaison souterraine à 225 kV de 1,8 km depuis le poste de Confluent	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouvelle demande de raccordement
	974	○	RACCORDEMENT D'UN POSTE SOURCE 63 KV À VILLARODIN BOURGET	**Accompagnement du développement d'une Régie de distribution**	Raccordement par liaison souterraine de 1,2 km à la ligne 63 kV Aussois - Terres Froides	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
	1002	●	RENFORCEMENT DU POSTE DE LA PRAZ	**Amélioration de la qualité d'alimentation**	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de La Praz	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
AUVERGNE RHÔNE-ALPES & OCCITANIE	854	●	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 225 KV ENTRE LES POSTES DE PRATCLAUX ET PIED DE BORNE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de la capacité du transit de la ligne 225 kV entre les postes de Pratclaux et Pied de Borne	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	653	○	RACCORDEMENT DU POSTE LA RIGOTTE - PARC ÉOLIEN DE VANNIER AMANCE	**Raccordement de parcs éoliens**	Création d'une ligne aérienne 225 kV en piquage sur la liaison 225 kV Pusy-Rolampont pour raccorder des parcs éoliens	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	804	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS LA SALLE 63 KV	**Ce poste uniquement consommateur décharge les postes de la zone**	Raccordement du poste Enedis Val-de-Saône en coupure sur la ligne 63 kV Le Villars Senozan	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
BRETAGNE	353	○	RACCORDEMENT D'UN CYCLE COMBINÉ GAZ SUR LA COMMUNE DE LANDIVISIAU AU POSTE DE LA MARTYRE	**Augmenter les marges de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne**	Création d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km entre le CCG et le poste de la Martyre	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	359	○	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE PLUVIGNER	**Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud du Morbihan entre Vannes et la presqu'île de Quiberon**	Création d'un poste 225/63 kV et d'une liaison souterraine à 63 kV. Au regard des études complémentaires, le projet permet désormais d'intégrer la dépose d'une ligne aérienne qui aurait due être réhabilitée	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage suite à étude technique importante
	819	○	RACCORDEMENT D'UN PARC ÉOLIEN SUR LE POSTE DE JOSSELIN	**Raccordement d'un client producteur éolien**	Raccordement du poste producteur depuis le poste de Josselin par une liaison souterraine 63 kV de 9 km et création d'une liaison souterraine de 4 km en piquage sur la liaison aérienne 63 kV Kerboquet-Rabine depuis le poste de Credin en vue de renforcer le réseau	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Décalage planning
	1033	●	AJOUT D'UNE SELF AU POSTE DE CALAN	**Améliorer la tenue de tension de la zone**	Ajout d'un moyen de compensation pour la tenue des tensions, c'est à dire d'une self de 64 MVAR, au poste 90 kv de Calan	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
GRAND EST	130	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE CHAMTOR 63 KV	**Raccordement d'un client consommateur**	Création d'une liaison souterraine de 1,8 km depuis le poste de Bazancourt 63 kV	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage du projet en lien avec le planning du client
	491	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE WINDVISION/EDF ENERGIES NOUVELLES (POSTE ROUTY)	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'un poste 400 kV avec entrée en coupure de la ligne 400 kV Lonny Vesle	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec retour contentieux sur projet client
	586	○	RACCORDEMENT DU POSTE 225/20 KV MEUSE-CENTRE	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste source 225/20 kV doté d'un transformateur et raccordé sur la ligne 225 kV Revigny - Trois Domaines	Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à un changement de site suite à la concertation et à des modifications de planning du client
	921	○	CRÉATION DU POSTE DE 400/90 KV DE MERY NORD	**Création de capacités d'accueil: 408MW dans le secteur nord de Méry sur Seine**	Création d'un poste 400/90 kV en coupure sur Mery Vesle 400 kV. Par l'intermédiaire de 2 transformateurs 400/90 kV, 4 postes sources Enedis 90/20 kV permettant d'évacuer la production y seront raccordés	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊘
	983	●	MISE EN PLACE D'UNE SELF SÉRIE, SUR LE DÉPART 225 KV GRAFFENSTADDEN, AU POSTE DE MARLENHEIM	**Garantir l'alimentation électrique de l'agglomération de Strasbourg.**	L'insertion d'une self sur la liaison Graffenstadden-Marlenheim 225 kV, rééquilibrer les flux entre les liaisons alimentant Strasbourg en cas d'indisponibilité de Marlenheim-Scheer 400 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1001	●	TRAVAUX AU POSTE 225 KV D'ANOULD	**Sécurité d'alimentation de la zone 63 kV**	Création d'un tronçonnement 225 kV en lieu et place de la cellule de départ Etival et ripage de cette dernière	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1011	○	RACCORDEMENT PARC ÉOLIEN BORALEX 36 MW	**Raccordement d'un parc éolien de 36 MW de Boralex**	Raccordement en coupure sur la liaison 225 kV Creney - Pont-la-Ville dans l'Aude	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouvelle demande de raccordement

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊘ Se déroule comme prévu
ⓘ Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2021 (SUITE)							
HAUTS-DE-FRANCE	473	●	LILLE - ARRAS	**Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord sud du réseau et sécurisation de l'alimentation locale**	Reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante entre les postes d'Avelin (Lille) et Gavrelle (Arras)	Pertes CO_2 Accueil EnR	
	906	○	RACCORDEMENT DU PRODUCTEUR ENERTRAG EN ANTENNE SUR LE POSTE DE BRETEUIL 63 KV	**Raccordement d'un parc éolien**	Raccordement du poste client par une liaison souterraine 63 kV de 130 m au poste de Breteuil	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouvelle demande de raccordement
	1046		RACCORDEMENT DU CLIENT ROCKWOOL	**Raccordement nouveau client industriel**	Raccordement au poste Soissons-Notre-Dame 63 kV *via* une liaison souterraine	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet
	1047		POSTE SOURCE 225/20 KV POUR LE GRAND PORT MARITIME DE DUNKERQUE	**Raccordement nouveaux clients industriels, développement économlque du territoire**	Construction d'un poste source aérien 225/20 kV en coupure sur la ligne 225 kV Grande-Synthe - Warande n°3	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet
ÎLE-DE-FRANCE	835	●	RECONSTRUCTION DU POSTE SOURCE DE ROBINSON POUR LE RACCORDEMENT D'UN TROISIÈME TRANSFORMATEUR	**Amélioration de la sécurité d'alimentation autour du poste de Chatillon**	Raccordement d'un troisième transformateur au poste source de Robinson entraînant la reconstruction du poste sous enveloppe métallique	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage planning
NORMANDIE	21	○	RACCORDEMENT DU POSTE DE LE GUISLAIN 90 KV	**Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Percy (Manche)**	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Agneaux - Villedieu	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage du projet en lien avec le planning du client
NOUVELLE-AQUITAINE	215	○	CRÉATION D'UNE DOUBLE LIAISON SOUTERRAINE PAILLERES - PESSAC 63 KV	**Réhabilitation du réseau et traitement de demandes externes**	Création d'une double liaison souterraine à 63 kV entre les deux postes de Paillères et Pessac	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage lié à la prolongation des études techniques et de réseaux
	704	●	ADAPTATION DU POSTE DE PEYRAT 90 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Remplacement d'appareils haute tension afin d'augmenter les capacités de transit	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Projet lancé avec la réhabilitation du poste
	808	●	RACCORDEMENT DES TRANSFORMATEURS 225/20 KV DU POSTE ENEDIS AU POSTE DE CANTEGRIT	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement des transformateurs 225/20 kV dans le poste de Cantegrit	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	885	○	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE ENEDIS DE SAINT-XANDRE	**Raccordement d'un poste source pour sécuriser l'alimentation de la Rochelle**	Raccordement du futur poste-source en antenne sur le poste de Beaulieu par une liaison souterraine 90 kV de 6 km environ	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	984	○	PROJET *RINGO* SITE DE BELLAC	**Accueillir davantage d'EnR**	Installation de batterie de fortes puissances	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Décalage planning
	1008	○	RACCORDEMENT DU POSTE DISTRIBUTEUR DE AILLAS	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source en coupure la liaison Bazas - La Réole	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouvelle demande de raccordement
	940	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE NIVELLE 63 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Argia - Pulutenia 63 kV par une liaison souterraine de 2 km environ	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	1040		RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN DE FOLLES	**Raccordement d'un nouveau poste producteur**	Raccordement en piquage sur La Souterraine - Maureix 90 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet
	1041		RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN DE MEZOS	**Raccordement d'un nouveau poste producteur**	Raccordement en piquage sur Mimizan-Labouheyre 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet
OCCITANIE	217	○	RACCORDEMENT DU POSTE PRODUCTEUR DE BOZOULS 63 KV	**Raccordement d'un nouveau poste client producteur**	Raccordement d'un poste producteur depuis la liaison Onet-Mistrou 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	334	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE MIDI-QUERCY 225 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Godin-Verlhaguet 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage en lien avec le planning du client
	493	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE CAUSSE-DOURDOU 225/20 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création du poste 225 kV/HTA et son raccordement en antenne sur un poste 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	✓
	716	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 63 KV MARGERIDE SAINT SAUVEUR MONASTIER	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de transit sur la liaison	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	986	○	RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN FLOTTANT ZONE DE LEUCATE : LES EOLIENNES FLOTTANTES DU GOLFE DU LION	**Accueil EnR - éoliennes flottantes**	Création d'une liaison à 63 kV sous-marine de 18 km puis souterraine de 3,3 sur le poste RTE de Salanques	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet suite à appel à projet
	987	○	RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN FLOTTANT ZONE DE GRUISSAN : EOLMED	**Accueil EnR - éoliennes flottantes**	Création d'une liaison à 33 kV sous-marine puis souterraine sur le poste RTE de Port La Nouvelle	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Nouveau projet suite à appel à projet
	1007	○	SÉCURISATION DU POSTE DE SAINT-CYPRIEN	**Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de Saint-Cyprien**	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 10 km environ depuis Cabestany	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
	1015	●	RÉHABILITATION ET AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DES ENTRE AX-LES-THERMES ET L'HOSPITALET	**Amélioration de la qualité d'alimentation et de l'évacuation de la production hydraulique de la haute vallée de l'Ariège**	Réhabilitation de la liaison avec renouvellement des conducteurs	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2021 (SUITE)							
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	395	○	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE OLLIÈRES	**Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone sud ouest du Var**	Création du poste 225/63 kV de Ollières équipé d'un tranformateur, et d'une liaison souterraine 90 kV de 5 km entre ce poste et le poste Saint-Maximin	● Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage lié aux procédures administratives
	511	●	INSTALLATION DE CONDENSATEURS AUX POSTES DE BARCELONNETTE ET VARS 63 KV	**Amélioration de la qualité d'alimentation**	Installation de condensateurs 63 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage à cause d'une difficulté technique révélée lors des études de détail et acquisition des parcelles
	659	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE 63 KV LAZER-SISTERON	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 17 km	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	954	○	RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN FLOTTANT ZONE DE FARAMAN : PROVENCE GRAND LARGE	**Accueil EnR - éoliennes flottantes**	Création d'une liaison à 63 kV sous-marine de 19 km puis souterraine de 9 sur le poste RTE de Port-Saint-Louis-du-Rhône	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouveau projet suite à appel à projet
	955	●	RENFORCEMENT DE L'AXE 225 KV PLAN D'ORGON - ROQUEROUSSE	**Amélioration de la sécurisation électrique de l'ouest de la Provence**	Changement de conducteurs sur la ligne à 225 kV Plan d'Orgon - Roquerousse	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouveau besoin suite à évolution des hypothèses
	1019	○	PROJET *RINGO* SITE DE VENTAVON	**Augmentation accueil EnR**	Installation de batterie de fortes puissances	Pertes CO_2 Accueil EnR	
2022							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	137	●	RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIAISON GIVORS - SOLEIL 225 KV N°2	**Amélioration de la sécurité d'alimentation de St-Etienne**	Changement de conducteurs sur 20 km	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊙
	852	●	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 225 KV ENTRE LES POSTES DE MONTPEZAT ET PRATCLAUX	**Accueil EnR - S3REnR**	Retente simplifiée des conducteurs de la ligne 225 kV entre les postes de Montpezat et Pratclaux	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	912	○	RACCORDEMENT DU POSTE SOURCE 225 KV DE CHÂTEAUNEUF-SUR-ISÈRE	**Raccordement distributeur**	Création d'une portée aérienne de 200 m pour raccorder le futur poste source à la ligne 225 kV Beaumont - Chambaud	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Report de la mise en service à la demande du client
	992	○	RACCORDEMENT TELT À SAINT-JEAN-DE-MAURIENNE	**Raccordement du projet ferroviaire grande vitesse Lyon - Turin**	Raccordement du poste client par liaison souterraine double 63 kV (longueur 3,8 km) issue du poste RTE de Longefan et ajout d'un transformateur 225/63 kV dans ce dernier	Pertes CO_2 Accueil EnR	ⓘ Décalage planning
	1012	○	RACCORDEMENT PRODUCTEUR ENR À COUCOURON	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement Producteur EnR sur la ligne 225 kV Montpezat - Pratclaux	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouvelle demande de raccordement
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	460	●	AUGMENTATION DE LA TENUE AUX COURTS-CIRCUITS DES POSTES 63 KV DE CHALON, HENRI-PAUL ET VIELMOULIN	**Accueil EnR - S3REnR**	Remplacement de disjoncteurs aux postes de Chalon 63 kV, Henri-Paul 63 kV, Vielmoulin 63 kV	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	⊕ Évolution date atteinte seuil
	1030	○	CONSTRUCTION D'UNE SELF AU TERTIAIRE DE L'AT 762 DE SEREIN ET D'UNE SELF AU TERTIAIRE DE L'AT 766 DE SAINT-ELOI	**Supprimer les dépassements de seuil de tension à réseau complet et forte diminution de ces seuils en régime d'indisponibilité**	Construction de deux selfs au tertiaire d'autotransformateurs : AT 762 de Serein et AT 766 de Saint-Eloi	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Décalage à 2022 pour Saint-Eloi
BRETAGNE	816	●	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DU NORD DE L'ILLE-ET-VILAINE - PHASE 1	**Sécurité d'alimentation de la métropole rennaise ainsi que du Nord de l'Ille-et-Vilaine**	Ajout d'un transformateur 225/90 kV au poste de Belle-Epine	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage suite à étude technique importante
	929	○	RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN FLOTTANT ZONE DE GROIX : LES EOLIENNES FLOTTANTES DE GROIX ET BELLE-ILE	**Raccordement d'un client producteur éolien flottant**	Création d'une liaison à 63 kV sous-marine de 28,5 km puis souterraine de 4,5 sur le poste RTE de Kerhellegant	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouveau projet suite à appel à projet
CENTRE-VAL DE LOIRE	1009	●	RENFORCEMENT 400 KV EGUZON-MARMAGNE	**Sécurisation et optimisation de la ligne**	Remplacement des conducteurs, pose câbles de garde, renforcement de pylônes	● Pertes ● CO_2 Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
CENTRE-VAL DE LOIRE & NOUVELLE-AQUITAINE	699	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV COTE-VIGNE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Incertitude sur la date de réalisation (2021 ou 2022)
GRAND EST	920	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIGNE 63 KV CHAUMONT ROLAMPONT	**Création d'environ 50 MW de capacités réservées supplémentaires pour le raccordement des EnR**	Retente de conducteurs et renforcement de pylônes	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	ⓘ Décalage planning

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊙ Se déroule comme prévu
ⓘ Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2022 (SUITE)							
HAUTS-DE-FRANCE	378	●	INTERCONNEXION FRANCE - BELGIQUE	**Augmentation de la capacité de secours mutuel**	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation	Pertes CO_2 Accueil EnR	Mise à jour concertée du planning
	907	○	RACCORDEMENT DU CLIENT H2AIR EN PIQUAGE SUR ARGOEUVES BLOCAUX 225 KV	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'un piquage d'environ 100 m sur la ligne Argoeuves Blocaux 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
	1017	○	RACCORDEMENT DU CLIENT H2V INDUSTRY SAS À LOON-PLAGE	**Raccordement client consommateur**	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 4,5 km entre le poste client et Grande-Synthe 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
ÎLE-DE-FRANCE	964	●	EXTENSION DU POSTE DE TURGOT SUITE À DEMANDE D'ENEDIS	**Amélioration de de la sécurité d'alimentation de Paris**	Extension du poste sous enveloppe métallique, raccordement d'un transformateur Enedis et création de la cellule de la future liaison Ornano Turgot	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	965	●	RECONSTRUCTION DU POSTE SOUS ENVELOPPE MÉTALLIQUE D'ORNANO ET CRÉATION DE LA LIAISON ORNANO-TURGOT	**Amélioration de de la sécurité d'alimentation de Paris**	Reconstruction du poste sous enveloppe métallique et création de la liaison Ornano Turgot	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	1036	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE SONNETTE SAINT-MAUR	**Augmentation de la capacité de la ligne Sonnette Saint-Maur / Continuité d'alimentation**	Relève de LS oléostatique	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
	1037	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DES LIGNES ROMAINVILLE-VILLEVAUDÉ ET PLAISANCE-ROMAINVILLE	**Augmentation de la capacité des lignes 225 kV Romainville-Villevaudé et Plaisance-Romainville / Continuité d'alimentation**	Relève des LS oléostatiques	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
NOUVELLE-AQUITAINE	466	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE POMPIGNAC 63 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Izon-Pontac-Piquage Vayres 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	700	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV COTE-BONICHAUD-VIGNE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	Pertes CO_2 Accueil EnR	Incertitude sur la date de réalisation (2021 ou 2022)
	701	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV COTE-SOUTERRAINE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation capacité de transit de la liaison aérienne	Pertes CO_2 Accueil EnR	Incertitude sur la date de réalisation (2021 ou 2022)
	702	●	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE TRANSIT DE LA LIAISON 90 KV COTE-AGE-VILLE SOUS GRANGE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation de la capacité de transit de la liaison aérienne	Pertes CO_2 Accueil EnR	Incertitude sur la date de réalisation (2021 ou 2022)
	709	●	ÉVOLUTION DU POSTE DE LA SOUTERRAINE 90 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Entrée en coupure de la liaison 90 kV Age-Cote-Ville sous Grange	Pertes CO_2 Accueil EnR	Incertitude sur la date de réalisation (2021 ou 2022)
	800	○	RACCORDEMENT D'UN POSTE 225/HTA AU SUD DES DEUX-SÈVRES	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 225/HTA et raccordement en piquage sur la liaison 225 kV Fléac Niort	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	803	●	AUGMENTATION DE CAPACITÉ DE TRANSFORMATION AU POSTE DE VALDIVIENNE 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un transformateur 225/90 kV de 170 MVA au poste de Valdivienne	Pertes CO_2 Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	938	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE BASCAT	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis le poste de Dax 63 KV par une liaison souterraine de 5 km environ	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	1042		RACCORDEMENT DU PARC ÉOLIEN DE CAUDOS	**Raccordement d'un nouveau poste producteur**	Raccordement en piquage sur Masquet-Licaugas 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet
	1043		RENFORCEMENT TRANSFORMATION AU POSTE DE BREUIL	**Améliorer la capacité d'évacuation de production hydraulique**	Ajout transformateur et moyen de compensation	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet
	1044		GESTION DES TENSIONS HAUTES EN NOUVELLE-AQUITAINE	**Améliorer la tenue de tension**	Ajout moyens de compensation au poste de Plaud 90 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet
OCCITANIE	336	○	CRÉATION DU POSTE SUD AVEYRON 400 KV	**Sécurité d'alimentation en réponse au développement des EnR dans la région**	Création d'un poste 400/225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Rueyres comportant deux autotransformateurs 400/225 kV de 300 MVA chacun	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié à l'obtention des procédures administratives
	412	○	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DE SUD AVEYRON 400 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Installation de 2 autotransformateurs de 600 MVA en lieu et place des appareils de 300 MVA prévus	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage lié aux procédures administratives
	660	○	PANOUSE : RACCORDEMENT D'UN NOUVEAU POSTE SOURCE 63/20 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'une LS 63 kV de 14 km entre Montgros et le nouveau poste source Enedis de Panouse	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning
	989	●	RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU 63 KV DES PYRÉNÉES CATALANES : LA PERCHE VILLEFRANCHE DE CONFLENT	**Renouvellement et accueil des énergies renouvelables**	Remplacement de conducteurs et de supports sur un total de 78 km	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2022 (SUITE)							
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	402	●	RÉNOVATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE LA "HAUTE DURANCE"	**Amélioration de la sécurité d'alimentation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production renouvelable**	Création d'un réseau à 225 kV, rénovation du réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) et création d'un poste source supplémentaire 225 kV. Dépose de 200 km de réseau existant dont la ligne 150 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage lié aux procédures administratives
	661	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE 225 KV DE LINGOSTIÈRE	**Accueil EnR - S3REnR**	Ajout d'un transformateur 225/150 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage planning
	720	●	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 150 KV SAINTE-TULLE - LINGOSTIÈRE	**Accueil EnR - S3REnR**	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 24 km de câbles aériens	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Aléas travaux, décalage de la mise en service
	806	●	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION AU POSTE 400/225 KV DE BOUTRE	**Sécurité d'alimentation électrique de la région PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR**	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage suite à la reprise des études de réseau
PAYS DE LA LOIRE	930	●	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 225 KV ENTRE MAUGES ET VERTOU	**Garantir les transits Nord-Sud sur la zone et sécuriser l'alimentation du sud des Pays de la Loire**	Renforcement de la ligne 225 kV entre Mauges et Vertou	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage suite à études complémentaires
PAYS DE LA LOIRE & NOUVELLE-AQUITAINE	1035	●	PROJET FAÇADE ATLANTIQUE : RENFORCEMENT MOYEN TERME	**Répondre aux évolutions du contexte électrique français et européen en ne limitant pas la capacité de transit des liaisons 400 kV DISTRE-GRANZAY**	Remplacement de matériel THT dans les postes de DISTRE et GRANZAY	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma
2023							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	845	●	RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE 225 KV ENTRE CHAMPAGNIER ET CORDÉAC	**Augmentation de la capacité d'évacuation des EnR sur le secteur Romanche**	Remplacement partiel de conducteurs avec retentes	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage lié à la complexité des études techniques
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	925	●	AUGMENTATION DE LA TENUE AUX COURTS-CIRCUITS ET RENOUVELLEMENT DU CONTRÔLE COMMANDE DE POSTE 63 KV DE PETIT-BERNARD	**Augmentation de la tenue aux courts-circuits**	Remplacement de matériel dans le poste 63 kV de Petit-Bernard dans le but d'augmenter sa puissance de court-circuit	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Requestionnement du projet suite aux études géotechniques réalisées
BRETAGNE	977	●	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DU NORD DE L'ILLE-ET-VILAINE - PHASE 2	**Sécurité d'alimentation de la métropole rennaise ainsi que du Nord de l'Ille-et-Vilaine**	Implantation d'une batterie de condensateurs et augmentation des capacités de transit de la liaison 90 kV LAUNAY-BOUCEY grâce au remplacement des câbles existants	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	
CENTRE-VAL DE LOIRE	170	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE EPINES FORTES - PORTILLON 90 KV	**Renforcement de l'alimentation du centre de Tours et sécurisation du poste Enedis de Portillon**	Création d'une liaison souterraine	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage planning
	961	●	AUGMENTATION DE LA TRANSFORMATION AU POSTE D'AVOINE 400/225 KV	**Améliorer l'exploitation et la sûreté du réseau**	Remplacement d'un autotransformateur 300 MVA par un 600 MVA au poste d'AVOINE	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Nouveau projet suite à un nouveau besoin ; le besoin étant étudié sur la zone de façon plus globale
GRAND EST	919	●	AUGMENTATION DE LA TENUE AUX COURANTS COURTS-CIRCUITS DU POSTE DE CRENEY 63 KV ET REMPLACEMENT DES AT DU POSTE DE CRENEY 400/225 KV	**Augmentation de la tenue aux courts-circuits suite à l'augmentation de la production EnR dans la zone**	Changement de matériel et renouvellement partiel des jeux de barre du poste 63 kV et remplacement de deux AT 300 MVA par un AT 600 MVA au poste 400/225 kV.	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
NOUVELLE-AQUITAINE	942	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE URRUGNE 63 KV	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis Errondenia - Saint-Jean-de-Luz - Z Hendaye	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage en lien avec le planning du client
OCCITANIE	673	○	RACCORDEMENT DU NOUVEAU POSTE SOURCE 225/20 KV DE CONQUES-SUR-ORBIEL	**Accueil EnR - S3REnR**	Raccordement d'un nouveau poste source Enedis	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
	674	●	RECONSTRUCTION DE L'AXE BAIXAS TAUTAVEL SAINT-PAUL-DE-FENOUILLET 63 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Reconstruction de la ligne aérienne en double terne	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage lié à la concertation
	878	●	VALLÉES D'AURE ET DU LOURON : CRÉATION D'UN POSTE 225/63 KV ET DE 2 LIAISONS SOUTERRAINES 225 KV	**Amélioration de la sécurité d'alimentation, et de l'évacuation de la production,de la vallée d'Aure et du Louron**	Création d'un poste 225/63 kV et de 2 liaisons souterrainnes 225 kV de 28 km	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	! Décalage planning lié à la concertation
	953	○	HAUTE VALLÉE DE L'AUDE : DOUBLEMENT USSON-GESSE-NENTILLA 63 KV	**Amélioration de la qualité d'alimentation et évacuation des énergies renouvelables**	Création d'une liaison souterraine de 18 km, ajout d'une transformation 150/63 kV, et dépose de 12 km de liaison aérienne	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊕ Entre dans le périmètre du schéma

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
✓ Se déroule comme prévu
! Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°		PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2023 (SUITE)							
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	248	●	PASSAGE EN 400 KV DU DEUXIÈME TERNE DE LA LIGNE BOUTRE-TAVEL	**Fiabilisation de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER faisant suite aux phénomènes d'érosion du lit de la Durance**	Reprise de ce projet pour création de digues, enrochements ou déplacements de pylônes. Réalisé en 2016 : passage à 400 kV de la ligne double Boutre - Tavel	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	Actualisation de la consistance suite aux événements climatiques de novembre 2016
2024							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	1038	○	RACCORDEMENT DU POSTE 225/20 KV SAINT-PIERRE-ROCHE	**Accueil EnR - S3REnR- Création de capacité d'accueil pour les énergies renouvelables à l'ouest de Clermont-Ferrand**	Création d'une liaison souterraine d'environ 18 km à partir du poste d'Enval et création d'un poste source 225/20 kV	● Pertes ● CO_2 ○ Accueil EnR	Atteinte du seuil de déclenchement des travaux
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	918	○	CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE 63 KV ENTRE CHAMPS-RÉGNAUD ET VINGEANNE	**Augmentation de la capacité d'accueil de production éolienne dans la zone Marcilly-Vingeanne**	Création d'une liaison souterraine entre Champs-Régnaud et Vingeanne d'environ 30 km	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	Décalage lié à l'attente de la révision du S3REnR Bourgogne
HAUTS-DE-FRANCE	901	○	CRÉATION DU POSTE SOURCE HENIN SUD	**Raccordement d'un nouveau Poste Source**	Création d'une entrée en coupure proche de la ligne Gavrelle Vendin 225 kV pour raccorder le nouveau poste source d'Henin Sud	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	Décalage lié à une évolution du besoin
2025							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	558	○	CREATION DU POSTE LES ILES 400/63 KV (EX OISANS-NORD)	**Restructuration de réseau permettant l'accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production hydraulique existante dans la Romanche**	Création d'un poste 400/63 kV en Romanche	○ Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	Décalage suite à études techniques et concertation
GRAND EST	813	○	RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ À 400 KV DU PROJET CIGEO	**Raccordement d'un client consommateur**	Création d'un poste 400/90 kV alimenté en coupure sur l'axe 400 kV Houdreville - Mery avec création d'une boucle 90 kV alimentant les deux postes du client.	Pertes CO_2 ○ Accueil EnR	Décalage de la phase de concertation
NOUVELLE-AQUITAINE	476	○	INTERCONNEXION FRANCE - ESPAGNE "GOLFE DE GASCOGNE"	**Augmentation de la capacité d'interconnexion**	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine	● Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Actualisation en cours liée à la survenue d'aléas pendant la phase de développement
	956	○	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE GELOS	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Bizanos - Pau - Marsillon	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
2022-2025 RACCORDEMENTS OFFSHORE AO1&AO2							
BRETAGNE	422		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE SAINT-BRIEUC	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
NORMANDIE	123	○	RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE COURSEULLES-SUR-MER	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	296	○	RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE FÉCAMP	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	399	○	RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DU TRÉPORT	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
PAYS DE LA LOIRE	423	○	RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE SAINT-NAZAIRE	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 480 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en juillet 2011**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
	426	○	RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DES ILES D'YEU ET DE NOIRMOUTIER	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 496 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013**	Raccordement au réseau public de transport *via* une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	Décalage en lien avec le planning du client
2025 RACCORDEMENT OFFSHORE AO3							
HAUTS-DE-FRANCE	427	●	RACCORDEMENT PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE ZONE DE DUNKERQUE	**Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 400 et 600 MW de production éolienne off shore suite à l'appel d'offre**	Raccordement *via* une double liaison 225 kV	Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2025-2027						
GRAND EST	444 ●	INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE VIGY-UCHTELFANGEN	**Augmentation de la capacité d'interconnexion**	Après une première période d'exploitation avec DLR, remplacement des conducteurs et installation de transformateurs déphaseurs. La majorité des travaux est située en Allemagne	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
	880 ●	INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE MUHLBACH-EICHSTETTEN	▸ **Augmentation de la capacité d'interconnexion,** ▸ **Meilleure exploitabilité de la zone,** ▸ **Meilleure tenue de tension**	▸ Exploitation en 400 kV de la ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV entre Muhlbach et Eichstetten ▸ Travaux dans poste de Sierentz 225 kV, second couplage et 3e AT 600 MVA suite avarie en mars 2016 de l'AT763	Pertes CO_2 Accueil EnR	
ZONES DE SURVEILLANCE						
MASSIF CENTRAL & CENTRE	340 ●	RENFORCEMENT DE LA LIGNE À 400 KV EGUZON - RUEYRES	**Optimisation de la ligne Eguzon - Rueyres en lien avec l'évolution du mix énergétique**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
	342 ●	RENFORCEMENT DE LA LIGNE À 400 KV DE GAUDIÈRE - RUEYRES	**Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
FAÇADE ATLANTIQUE	478 ●	"FAÇADE ATLANTIQUE" - LONG TERME	**Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau dans le sud-ouest de la France**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
NORMANDIE-PARIS	299 ●	NORMANDIE BASSIN PARISIEN - LONG TERME	**Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
RHÔNE-BOURGOGNE	471 ●	ENJEUX GRAND EST - LONG TERME (SECOURS MUTUELS INTERRÉGIONAUX)	**Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace Franche-Comté, entre Champagne-Ardenne et Bourgogne et dans la vallée du Rhône**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
	408-409 ●	RENFORCEMENT DE L'OUEST DE LA PROVENCE ET DU LANGUEDOC	**Sécurisation Ouest Provence et augmentation de capacité de transit entre Narbonne et Vallée du Rhône**	À déterminer	Pertes CO_2 Accueil EnR	Échéance long terme confirmée
PROJETS D'INTERCONNEXION À RÉINTERROGER (PAQUET 2 ET « HORS PAQUETS », *VOIR CHAPITRE 5*)						
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	446 ●	INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE SUD - ÉTAPE 2	**Meilleure répartition des flux THT autour du lac Léman**	Installation de transformateurs déphaseurs à Foretaille (Suisse) et à Cornier et changement de conducteurs sur la ligne 400 kV Creys – Saint-Vulbas	Pertes CO_2 Accueil EnR	
BRETAGNE	437 ○	INTERCONNEXION FRANCE - IRLANDE « CELTIC INTERCONNECTOR »	**Augmentation de la capacité d'échange**	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW entre Bretagne et Irlande	Pertes CO_2 Accueil EnR	
GRAND EST	1050 ●	INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE LONNY-ACHÊNE-GRAMME	**Augmentation de la capacité d'échange**	Renforcement de l'axe Lonny-Achêne-Gramme, consistance non encore fixée	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet
HAUTS-DE-FRANCE	980 ○	RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE INTERCONNEXION FRANCE – ROYAUME-UNI « GRIDLINK INTERCONNECTOR »	**Raccordement d'une nouvelle liaison à courant continu entre la France et l'Angleterre de 1400 MW**	Raccordement dans la zone de Dunkerque	Pertes CO_2 Accueil EnR	Entre dans le périmètre du schéma
NORMANDIE	127 ○	INTERCONNEXION FRANCE-ALDERNEY-GREAT BRITAIN (FAB)	**Augmentation de la capacité d'interconnexion**	Nouvelle liaison à courant continu de 1,4 GW entre la France (poste de Menuel) et l'Angleterre	Pertes CO_2 Accueil EnR	Décalage planning lié au contexte politique et régulatoire
	991 ○	RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE INTERCONNEXION FRANCE – ROYAUME-UNI « AQUIND INTERCONNECTOR »	**Raccordement d'une nouvelle liaison à courant continu entre la France et l'Angleterre de 2000 MW**	Raccordement au poste de Barnabos	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouvelle demande de raccordement
NOUVELLE-AQUITAINE	1039 ○	INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE « PROJETS TRANSPYRÉNÉENS »	**Augmentation de la capacité d'échange**	Deux nouvelles lignes à courant continu dans l'Ouest des Pyrénées	Pertes CO_2 Accueil EnR	Nouveau projet

● Adaptation de réseaux existants
○ Nouvel ouvrage
• Travaux non définis

● Développer les capacités d'échanges aux interconnexions
● Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires
● Accueillir le nouveau mix énergétique
● Préserver le système électrique

● Très positif
● Positif
○ Faiblement positif
○ Négligeable
● Faiblement négatif
● Négatif
● Fortement négatif

⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
⊘ Se déroule comme prévu
! Projet retardé
⊗ Arrêté

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
PROJET EN ATTENTE						
NORMANDIE	295	RENFORCEMENT DE L'AXE À 400 KV HAVRE-ROUGEMONTIER	**Création de capacité d'accueil pour des projets de production dans la zone du Havre**	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km	○ Pertes ○ CO_2 ● Accueil EnR	ⓘ Analyse en cours sur la suite du chantier
PROJETS ARRETÉS						
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	445	INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE SUD - ÉTAPE 3	**Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse**	Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse *via* le sud Léman Passage en 400 kV de la ligne 225 kV existante Cornier - Riddes - Saint-Tryphon	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt suite à perte de justifications économiques
	565	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION 225/63 KV DU POSTE DE GRAND-ILE	**Sécurité d'alimentation de la zone de Chambery**	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Abandon du projet car sa justification économique n'est plus assurée en raison de l'évolution à la baisse des prévisions de consommation
	849	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE JOUX 225/63 KV	**Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche**	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV par remplacement d'un transformateur de 100 MVA par un 170 MVA	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Abandon du projet car sa justification économique n'est plus assurée en raison de l'évolution à la baisse des prévisions de consommation
AUVERGNE RHÔNE-ALPES & PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	682	CRÉATION D'UNE DOUBLE LIAISON 63 KV MONTMARTEL - VALAURIE	**Sécurité d'alimentation de la Drôme Provencale et du Haut Vaucluse**	Construction d'une double liaison 63 kV d'environ 18 km entre le poste de Montmartel et le portique de Valaurie	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt suite à l'évolution à la baisse des prévisions de consommation
BRETAGNE	801	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DE LA ZONE DE RENNES	**Sécurité d'alimentation de la zone de Rennes**	Ajout d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA à Domloup	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Abandon du projet suite à requestionnement du besoin et évolution des hypothèses
GRAND EST	303	RACCORDEMENT DU POSTE DE NEUVE ÉGLISE 63 KV	**Raccordement d'un client distributeur**	Raccordement poste source	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet à la demande du client
	310	ADAPTATION DU RÉSEAU ALSACIEN À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	**Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour accompagner la transition énergétique**	Mis en service auparavant : Installation condensateurs, selfs, TD de Muhlbach réalisé. L'entrée en coupure à Scheer est arrêtée au profit d'une self série sur départ Marlenheim (index 983)	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt de la partie entrée en coupure à Scheer suite à perte de justification
	805	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION 400/225 KV PAR UN SECOND AT AU POSTE DE SAINT-AVOLD	**Sécurisation de l'alimentation de la zone de Metz, Thionville et Forbach**	Ajout d'un second autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA au poste de Saint-Avold	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt suite à baisse des consommations. Solutions flexibles à l'étude
	815	RACCORDEMENT DU POSTE DISTRIBUTEUR ENEDIS DE SOPPE 63 KV	**Raccordement d'un client distributeur**	Raccordement du poste Enedis Soppe en coupure sur la ligne 63 kV Lutterbach - Masevaux	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet à la demande du client
HAUTS-DE-FRANCE	357	AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE AVELIN - MASTAING 400 KV	**Augmentation de la capacité de transit, complément du projet 473 « Lille-Arras »**	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Les contraintes sont repoussées bien au-delà du périmètre du schéma
	379	RACCORDEMENT DU POSTE PRODUCTEUR QUADRAN «EX AÉROWATT»	**Raccordement d'un parc éolien**	Création d'une liaison souterraine de 70 m sur Guignicourt 63 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet à la demande du client
NOUVELLE-AQUITAINE	256	ADAPTATION DU POSTE DE PESSAC 225 KV	**Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux**	Réaménagement du poste 225 kV de Pessac	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet suite à l'évolution des prévisions de consommation
	959	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE COTE LANDAISE	**Raccordement d'un nouveau poste distributeur**	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Angresse Mouguerre	Pertes ○ CO_2 ○ Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet
OCCITANIE	343	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE VERFEIL 400 KV	**Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse**	Ajout d'un autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA au poste de Verfeil 400 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt suite à l'évolution des prévisions de consommation
	469	CRÉATION DU POSTE FRAISSE 225 KV	**Accueil EnR - S3REnR**	Création d'un poste 225 kV sans transformation sur la ligne Couffrau - Montahut 225 kV	○ Pertes ● CO_2 ● Accueil EnR	⊗ Arrêt du projet
OCCITANIE & PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	394	MIDI - PROVENCE	**Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau**	Création d'une liaison sous-marine à courant continu 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre les Bouches-du-Rhône et l'Aude	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Le projet n'est plus justifié au regard des évolutions récentes du paysage électrique français.
PAYS DE LA LOIRE	683	CRÉATION D'UN POSTE 225/90 KV À PROXIMITÉ DE LUÇON	**Sécurité d'alimentation de la zone de Luçon**	Création d'un poste 225 / 90 kV à proximité de Luçon en piquage sur Beaulieu Sirmière 225 kV	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Abandon du projet suite à requestionnement du besoin et évolution des hypothèses
	687	GARANTIE DU POSTE 400 KV LES GALOREAUX	**Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges**	Au poste des Galoreaux, ajout d'un autotransformateur, d'un jeu de barres et d'une liaison 225 kV vers le poste des Mauges	Pertes CO_2 Accueil EnR	⊗ Arrêt car plus de justifications économiques



ANNEXE 3 - GLOSSAIRE

GLOSSAIRE

Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre-demande d'électricité	Ce diagnostic annuel de RTE sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, appelé également « Bilan prévisionnel pluriannuel », a pour objectif d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins de la France métropolitaine continentale et l'offre d'électricité disponible pour les satisfaire.
Câble conducteur	Utilisés pour acheminer le courant, ils sont portés par les pylônes. Le courant étant triphasé, on compte trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol, qui augmente avec le niveau de tension, garantit la bonne tenue de l'isolement.
Congestion	« Bouchon » sur un ouvrage du réseau (transit naturel trop important) nécessitant de recourir à une action de limitation du transit pour respecter les exigences de fonctionnement technique du réseau.
Consommation corrigée des variations climatiques	Consommation qui aurait été observée si les températures hivernales (qui influent sur les besoins de chauffage) avaient été égales à la moyenne de celles constatées sur une période de référence. La consommation non corrigée est qualifiée de réelle *(source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*
Consommation d'énergie finale	Somme de la consommation finale énergétique et de la consommation finale non énergétique *(Source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*
Consommation d'énergie primaire	Consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie) *(Source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*
Consommation finale énergétique	Consommation d'énergie, par combustion ou sous forme d'électricité, de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie) et des quantités de produits énergétiques transformés en d'autres produits. Elle est nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques) *(Source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*
Consommation finale non énergétique	Correspond à des usages de l'énergie (hors électricité, dont toute la consommation est considérée comme énergétique) ne donnant pas lieu à une combustion. Il s'agit principalement d'utilisations de l'énergie en tant que matière première : produits pétroliers dans la pétrochimie, gaz naturel pour la fabrication d'engrais... *(Source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*

Contrainte	État d'un ouvrage électrique exploité au-delà de ses caractéristiques techniques nominales.
Contrat de Service Public	Un contrat de service public est signé entre RTE et l'État. Il prévoit les engagements du gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour garantir l'équilibre du système électrique et la sécurité d'approvisionnement du territoire français. Dans le contrat de service public, RTE s'engage notamment à garantir la robustesse et la résilience du réseau public de transport, à veiller à l'équilibre offre-demande, à favoriser l'acceptabilité des ouvrages et accompagner les riverains dans le cadre d'une démarche de développement économique durable des territoires traversés. RTE s'investit également dans la préservation de l'environnement, de la sécurité et de la santé des tiers, l'aménagement numérique du territoire. De son côté, l'État s'engage à faciliter la réalisation des ouvrages électriques dans les délais, ainsi que leur exploitation et leur entretien et à s'assurer de la couverture des charges de RTE et de la maîtrise des évolutions tarifaires pesant sur les utilisateurs du réseau public de transport.
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie. Autorité administrative indépendante, instituée par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la CRE a pour principale mission de veiller au fonctionnement régulier du marché de l'électricité et du gaz et à l'absence de toute discrimination, subvention croisée ou entrave à la concurrence.
CWE	Central West Europe, zone regroupant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas sur laquelle les prix des marchés de l'électricité sont couplés depuis 2010.
Délestages	Lorsque la situation électrique est très tendue sur le réseau, il peut être nécessaire d'effectuer volontairement des coupures ponctuelles appelées délestages pour conserver l'intégrité du système électrique, Ces coupures maîtrisées sont généralement de courte durée. Elles permettent d'éviter un problème à plus grande échelle.
Disjoncteurs	Les disjoncteurs protègent le réseau contre d'éventuelles surcharges dues à des courants de défaut provoqués par exemple par la foudre ou par l'amorçage d'une branche d'arbre située trop près de la ligne. Les disjoncteurs permettent de mettre des portions de circuit sous ou hors tension.
Document stratégique de façade	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.
Effacement de consommation	Dispositif par lequel un consommateur renonce ou reporte tout ou partie de sa consommation d'électricité, en réaction à un signal.
ELD	Entreprises Locales de Distribution. Ce sont, avec Enedis, les gestionnaires des réseaux de distribution, intermédiaires entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. On en compte environ 150 sur toute la France.

Enedis	Gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité en France.
Énergies renouvelables (EnR)	Il s'agit des énergies dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement. Les énergies renouvelables purement électriques comprennent l'hydraulique, l'éolien, l'énergie marémotrice, le solaire photovoltaïque. Les énergies renouvelables thermiques (EnRt) comprennent le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), les résidus de bois et de récoltes incinérés, les déchets urbains et industriels d'origine biologique incinérés, le biogaz, les biocarburants, le solaire thermique, la géothermie, valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité, et les pompes à chaleur *(Source : Chiffres clés de l'énergie – Édition 2019).*
ENTSO-E	*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, association européenne des gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité, regroupant 34 pays membres au travers de 41 GRT, a pour but de promouvoir les aspects importants des politiques électriques tels que la sécurité, le développement des énergies renouvelables et le marché de l'électricité.
Facteur de charge	Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période.
Interconnexion (internationale)	Nom donné aux liaisons électriques aériennes ou souterraines, permettant de mettre en relation physiquement deux réseaux électriques de transport de pays différents.
Fréquence	La fréquence correspond au nombre de cycles que fait le courant alternatif en une seconde. Elle s'exprime en hertz [Hz]. En France et en Europe, la fréquence nominale est fixée à 50 Hz.
Puissance et l'énergie	La puissance, qui s'exprime en watts [W] ou en kilowatts (1 kW=1 000 W), est le produit de la quantité d'électricité qui traverse le conducteur pendant une seconde (intensité du courant en ampères [A]) et de la tension (en volts [V]) : la puissance est homogène à Intensité x Tension. L'énergie consommée, qui correspond à une puissance électrique pendant une unité de temps, s'exprime en wattheures [Wh] ou kilowattheures [kWh]. Exemple : une ampoule de 75 watts (puissance) qui éclaire pendant 1 000 heures, consomme une énergie de 75 000 Wh, soit 75 kWh.
Longueur de circuit de ligne électrique	Longueur réelle de l'un des conducteurs qui fait partie de la ligne électrique, ou la moyenne des longueurs de ces conducteurs si celles-ci présentent des différences sensibles.
Longueur de files de pylônes	Longueur géographique des portions homogènes aériennes empruntées par un circuit de ligne électrique ou par deux circuits et plus.

Pertes électriques	Déperdition physique d'électricité lors de son acheminement par effet Joule. L'effet Joule est un effet thermique qui se produit lors du passage du courant électrique dans un conducteur. Il se manifeste par une augmentation de l'énergie interne du conducteur et généralement de sa température. L'effet joule peut être responsable de pertes d'énergie, c'est à dire la conversion indésirable, mais inévitable, d'une partie de l'énergie électrique en énergie thermique. C'est le cas, par exemple, des pertes en ligne lors du transport du courant électrique.
Postes électriques	Les postes électriques sont des éléments clés du réseau électrique. Ils reçoivent l'énergie électrique, la transforment et la répartissent. La solution technique d'un poste est adaptée selon son environnement et son site.
Postes sources	Postes électriques qui, en abaissant la haute et très haute tension en moyenne ou basse tension, permettent à l'électricité de passer du réseau de transport au réseau de distribution.
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).
Pylônes	Leur rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.
Redispatching	Remède ponctuel à une congestion qui consiste à imposer des limitations localisées sur le parc de production. Ces limitations sont compensées par l'appel à une autre production, plus chère et généralement plus émettrice de gaz à effet de serre, en France ou à l'étranger, pour compenser la baisse de production locale et maintenir l'équilibre du système électrique. Cette action de modification du plan de production par le gestionnaire de réseau de transport pour résoudre des contraintes sur le réseau est appelée redispatching.
Règle du N-1	Afin de garantir la robustesse du système électrique à l'égard du risque d'une coupure électrique liée à une perte d'ouvrage, du fait par exemple d'un coup de foudre, une règle de sécurité standard est mise en œuvre : on la dénomme la règle du N-1. Elle signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité devra pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau ou fournie depuis une autre unité de production. Ainsi, toute défaillance d'un élément sera sans conséquence pour l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau.

Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport d'électricité (SDDR)	Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore et rend public sous l'égide des pouvoirs publics un schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Ce schéma précise les conséquences sur les infrastructures du réseau des évolutions en cours ou à venir du système électrique. Ce document de prospective permet de présenter le réseau à l'horizon de dix ans, dans la continuité des visions déjà étudiées dans le Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Avant la publication, et dans un souci de transparence, RTE soumet à la consultation publique une version «projet». Ce document a vocation à contribuer au débat national sur la transition énergétique. Il est ensuite finalisé en prenant en compte les remarques reçues, avant d'être transmis aux autorités compétentes.
Schéma Régional Climat-Air-Énergie (SRCAE)	Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie est l'un des grands schémas régionaux créés par les lois dites «Grenelle I» et «Grenelle II», dans le cadre des suites du Grenelle Environnement de 2007, afin de faciliter le développement des énergies renouvelables. Il décline aussi à l'échelle régionale une partie du contenu de la législation européenne sur le climat et l'énergie. Une des finalités du SRCAE est de fixer des objectifs quantitatifs et qualitatifs de développement de la production d'énergie renouvelable, à l'échelle de chaque région. Les SRCAE sont arrêtés par le préfet de région, après approbation de l'organe délibérant du conseil régional. Ces objectifs de développement sont ensuite déclinés dans un autre schéma, le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR).
Schéma Régional 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 des objectifs de développement des énergies renouvelables qui seront pris en compte lors de l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).
Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)	Les S3REnR, institués par la loi «Grenelle II», sont des outils de planification des réseaux élaborés par RTE, avec l'appui des gestionnaires de réseaux de distribution, dont Enedis. Ils permettent d'anticiper les besoins en capacités d'accueil sur le réseau réservées aux énergies renouvelables et optimisent les évolutions des réseaux électriques en conséquence. Les S3REnR ont un triple enjeu : offrir une visibilité à moyen terme sur les capacités d'accueil des réseaux (d'ici 2020 pour les schémas en vigueur) ; optimiser et anticiper les développements nécessaires sur 10 ans et mutualiser les coûts entre producteurs pour ne pas faire porter l'ensemble des coûts d'infrastructures aux premiers projets EnR.
Sectionneurs	Les sectionneurs assurent la coupure visible d'un circuit électrique et aiguillent le courant dans le poste.

Service Système	Services élaborés à partir des contributions fournies par les Groupes de Production, nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les Groupes de Production jusqu'aux point de consommation tout en assurant la Sûreté du Système Electrique. Il s'agit principalement des contributions au réglage de la fréquence (réglage f/P) et au réglage de la tension et du réactif (réglage U/Q).
Smart grid	*Smart grid* est le terme utilisé pour réseau électrique « intelligent », il utilise des technologies numériques pour optimiser l'efficacité du transport, de la production, de la distribution et de la consommation d'électricité. Les technologies numériques, associées éventuellement à des dispositifs de stockage d'énergie permettent d'interagir sur plusieurs paramètres du système (transits sur les lignes, matériels dans les postes, pointes de production ou de consommation…), avec un objectif d'économie et de développement durable.
Système électrique	Ensemble organisé d'ouvrages permettant la production le transport, la distribution et la consommation d'électricité.
Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)	En situation de monopole régulé, RTE voit, pour l'essentiel, ses recettes déterminées par le tarif d'accès au réseau de transport, le TURPE, dont les modalités sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ce tarif est établi de manière à couvrir l'ensemble de nos coûts, incluant des engagements de performance, ainsi qu'une juste rémunération du capital investi. TURPE détermine ainsi, les recettes tarifaires que nous percevons pour nos missions d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau de transport d'électricité à haute et très haute tension. Ce cadre réglementaire et tarifaire stable vise à sécuriser durablement notre mission de service public.
Tonne équivalent CO_2 (tCO_2eq)	Les gaz à effet de serre n'ont pas tous le même effet en termes de réchauffement : une tonne de CH_4 va réchauffer 25 fois plus l'atmosphère qu'une tonne de CO_2. Par convention, le pouvoir de réchauffement du CO_2 est retenu comme étalon : la tonne équivalent CO_2 correspond au pouvoir de réchauffement d'une tonne de CO_2. Une tonne de CH_4 correspond ainsi à 25 tCO_2eq.
Transit	Charge parcourant un ouvrage électrique à un instant, exprimée en intensité ou en puissance.
TYNDP – Plan décennal de développement du réseau européen	Non contraignant, ce plan décennal de développement du réseau européen, réalisé tous les 2 ans par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO-E), identifie les besoins de nouvelles capacités d'interconnexion. Le 28 novembre 2018, ENTSOE a publié le rapport du TYNDP2018.



ANNEXE 4 - ABRÉVIATIONS

ABRÉVIATIONS

ACER	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
ADEeF	Association des distributeurs d'électricité en France
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AE	Autorité environnementale
AMI	Appel à manifestations d'intérêt
ANAH	Agence nationale de l'habitat
ANSES	Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail
ANSSI	Agence Nationale de la sécurité des systèmes d'exploitation
AO	Appel d'offre
APO	Approbation du projet d'ouvrage
ARS	Agence régionale de santé
ATEE	Association technique énergie environnement
AVERE	Association pour le développement de la mobilité électrique
BP	Bilan prévisionnel
CAPEX	Dépense d'investissement
CB	Coupure brève
CCG	Centrale électrique à cycle combiné gaz
CESER	Conseil économique, social et environnemental régional
CGDD	Commissariat général au développement durable
CL	Coupure longue
CNDP	Commission nationale du débat public
CPR	Commission perspectives du réseau
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CURDE	Comité des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité
CURTE	Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité
CWE	*Central West Europe*
DDTM	Direction départementale des territoires et de la mer
DGCIS	Direction générale de la compétitivité de l'industrie et des services
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
DLR	*Dynamic Line Rating*
DRAC	Direction régionale des affaires culturelles
DREAL	Direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
DSF	Document stratégique de façade

DTR	Documentation technique de référence
DUP	Déclarations d'Utilité Publique
EDF	Electricité de France
EES	Évaluation environnementale stratégique
ELD	Entreprises locales de distribution
EnR	Énergie renouvelable
ENTSO-E	*European Network of Transmission System Operators for Electricity,* association des gestionnaires de transport d'électricité européens
EPEX	*European power exchange*
ESSOC	État au service d'une société de confiance
ETF	État technique et financier
FEE	France éolienne énergie
FPNRF	Fédération des Parcs naturels régionaux de France
GIC	Grandes Installation de Combustion
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GT	Groupe de travail
GW	Gigawatt. 1 GW = 1000 MW = 1 million de kilowatts
HT	Haute tension
HVDC	*High Voltage Direct Current,* courant continu
ICNIRP	Commission internationale de protection contre les rayonnements non ionisants
IED	*Internal Emissions Directive*
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
ITER	*International Thermonuclear Experimental Reactor*
kA	Kiloampère. 1 kA = 1000 ampères
kV	Kilovolt. 1 kV = 1000 volts
LPO	Ligue de Protection des Oiseaux
MA	Mécanisme d'ajustement
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MESIL	Mise en souterrain d'initiative locale
Mvar	Mégavolt-ampère réactif. 1 Mvar = 1000 kvar = 1 million de var
OMS	Organisation mondiale de la santé
OPEX	Dépense d'exploitation
PAP	Plan d'Accompagnement de Projet
PIB	Produit intérieur brut
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PSEM	Poste sous enveloppe métallique
PTF	Proposition technique et financière
RE	Responsable d'équilibre
REPOS	Région à énergie positive
RTE	Le réseau de transport d'électricité
RP	Réserve primaire

RPT	Réseau public de transport
RS	Réserve secondaire
S3REnR	Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables
SDDR	Schéma décennal de développement du réseau
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SEW	*Social economic welfare,* somme des coûts de production
SF6	Hexafluorure de soufre
SICAE	Société d'intérêt collectif agricole d'électricité
SMILE	*Smart ideas to link energies*
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
SNCF	Société nationale des chemins de fer
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SRCAE	Schéma régional Climat-Air-Énergie
SRE	Schéma régional éolien
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TCE	Temps de coupure équivalent
TEPOS	Territoire à énergie positive
THT	Très haute tension
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TYNDP	*Ten-year network development plan*
UFE	Union française de l'électricité
VE	Véhicules électriques
VHR	Véhicule hybride rechargeable
WEO	*World Energy Outlook*

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

IMPRIM'VERT®

Schéma décennal de développement du réseau

ÉDITION 2019

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE