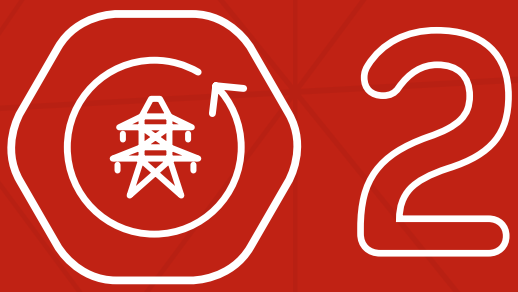


LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU EXISTANT

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

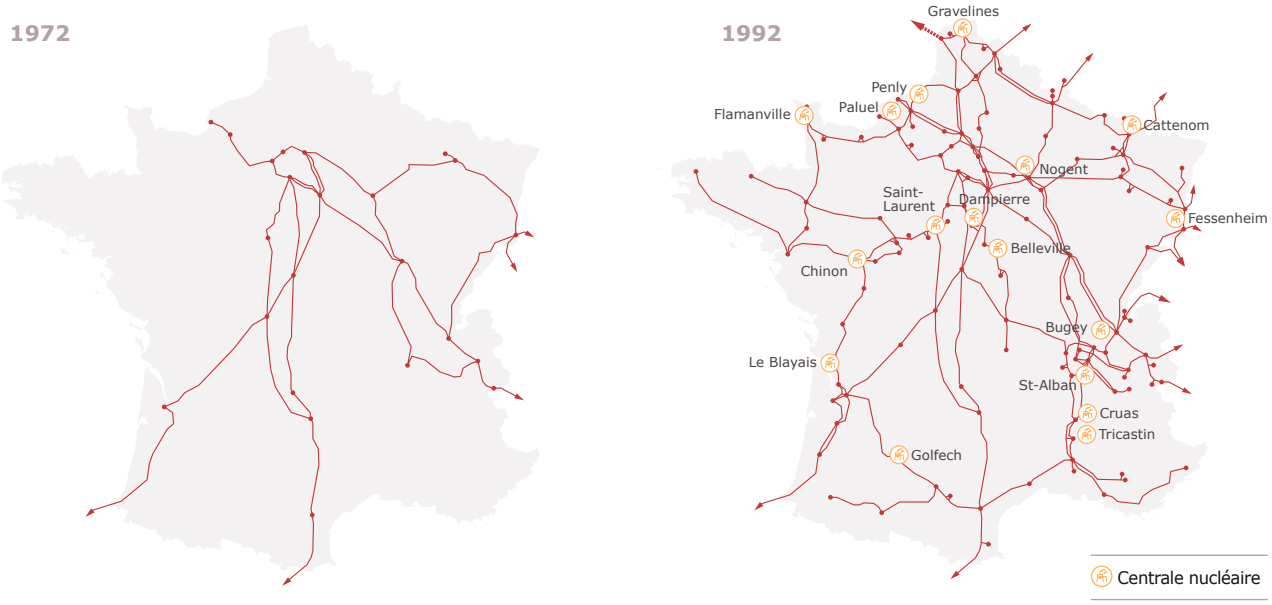
Au XXe siècle, le réseau électrique s'est développé progressivement pour connecter l'ensemble du territoire

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

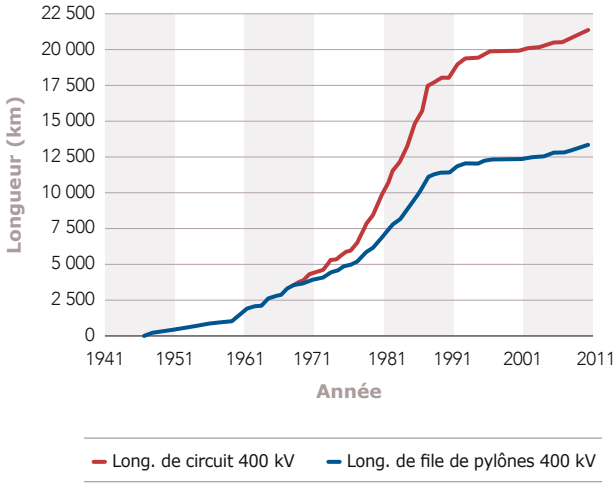


2. Évolution du réseau de transport d'électricité – Alain Croguennoc et Bernard Dalle

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.

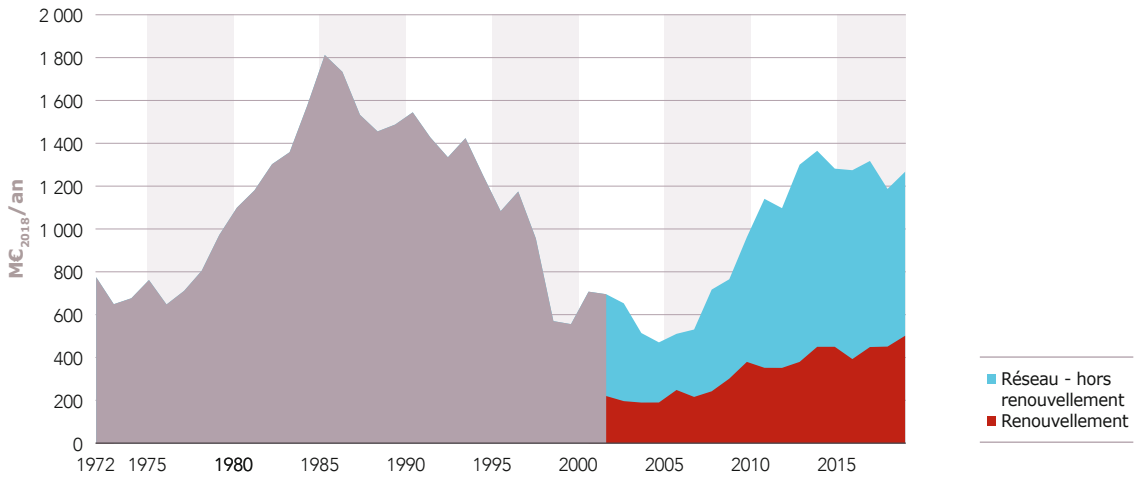
À partir de la fin des années 1950 apparaît un nouveau niveau de tension, le 400 kV. Les premières lignes de ce type sont construites dans l'optique de relier les agglomérations aux usines de production hydraulique : entre les Alpes et Paris *via* Troyes et Dijon, entre le Massif central et Bordeaux 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 chapitre 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 8 000 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

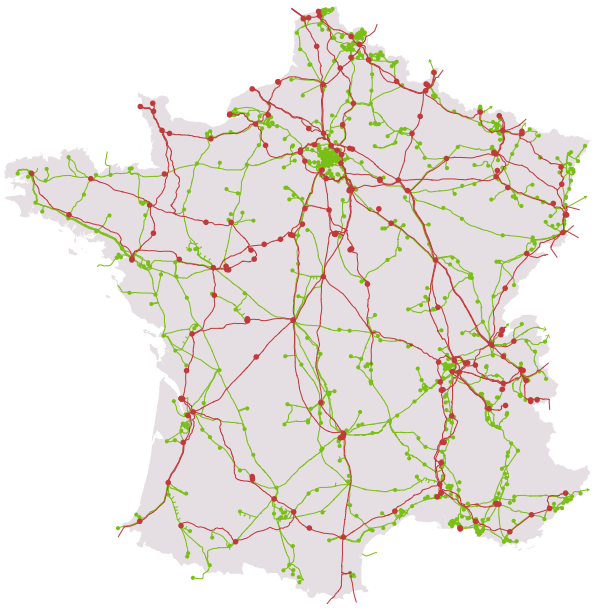
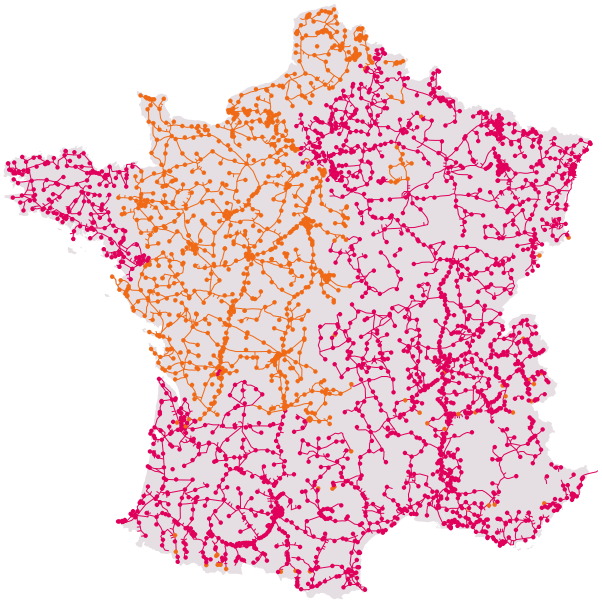


Figure 2.5 Cartes du réseau de transport 63 kV (en rose) et 90 kV (en orange) au 31 décembre 2018



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

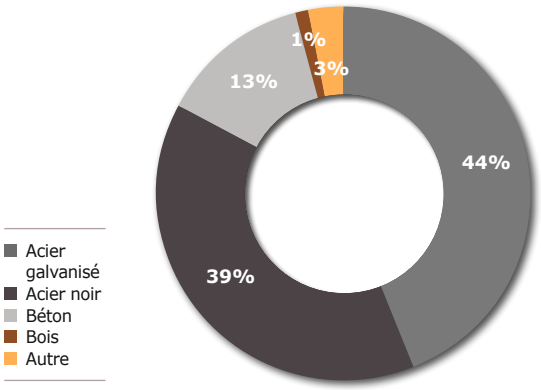


Tableau 2.2 Espérance de vie des supports de liaisons aériennes

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**

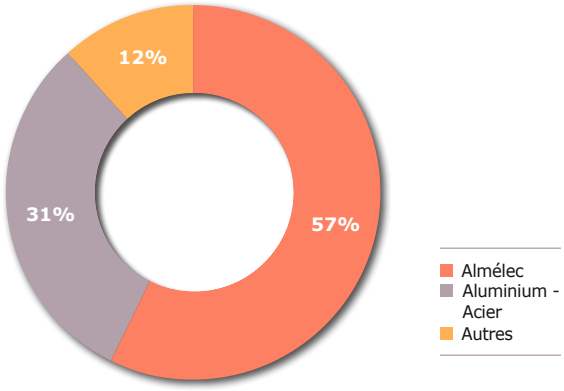
Les câbles conducteurs des liaisons aériennes

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 99700 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.

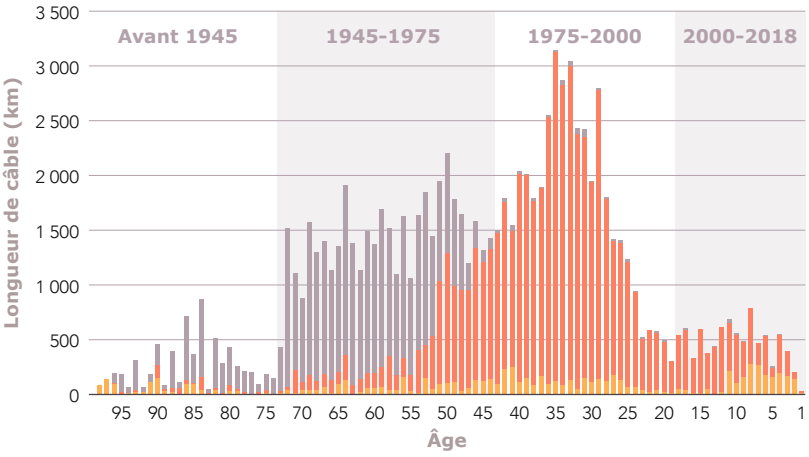
Figure 2.8 Pyramide des âges des conducteurs aériens

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

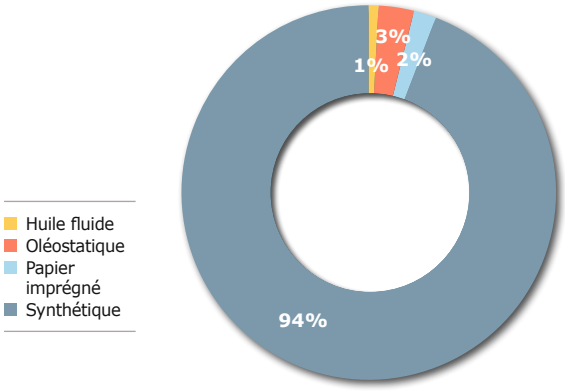


Tableau 2.3 Espérance de vie des câbles conducteurs

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

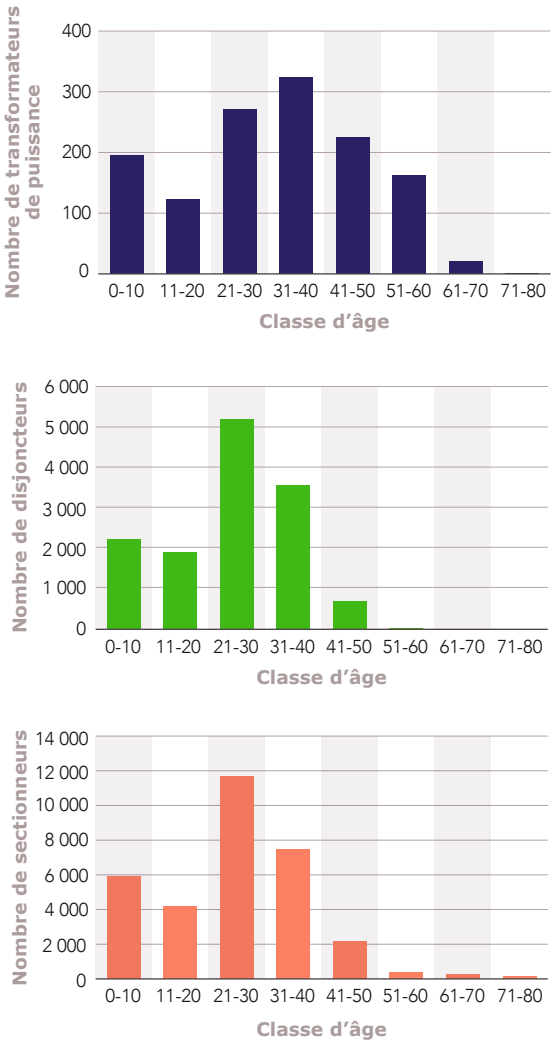


Tableau 2.4 Espérance de vie des matériels de postes électriques

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)

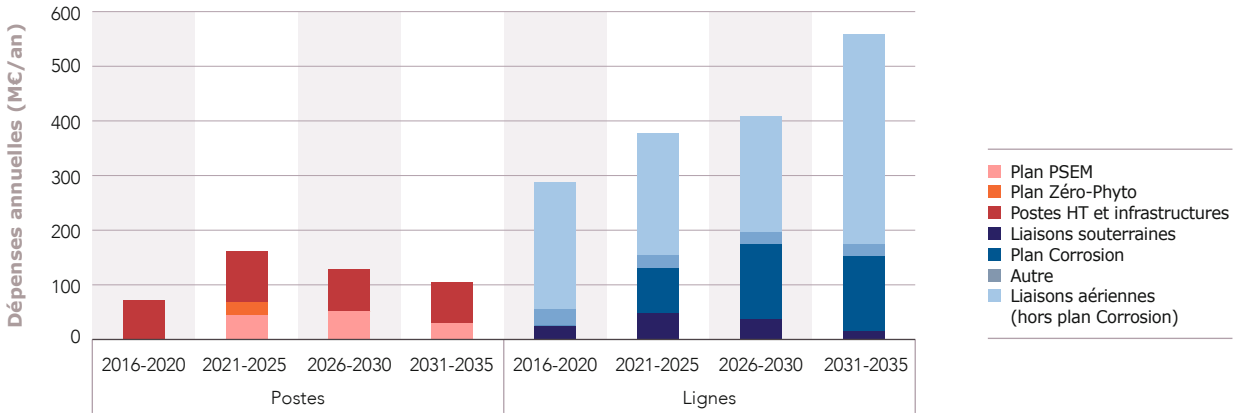
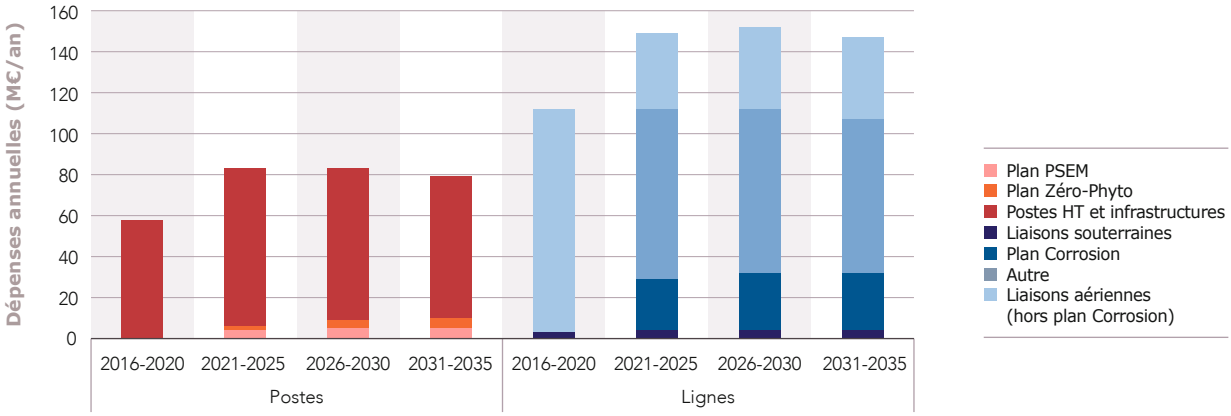


Figure 2.12 Dépenses annuelles moyennes (OPEX) de maintenance (hors réseau en mer) sur la période 2016-2035 pour les lignes et les postes électriques



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

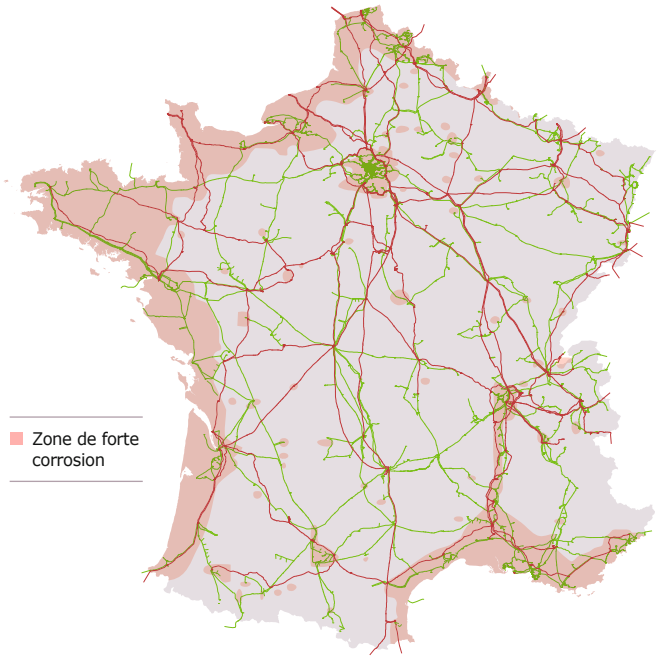
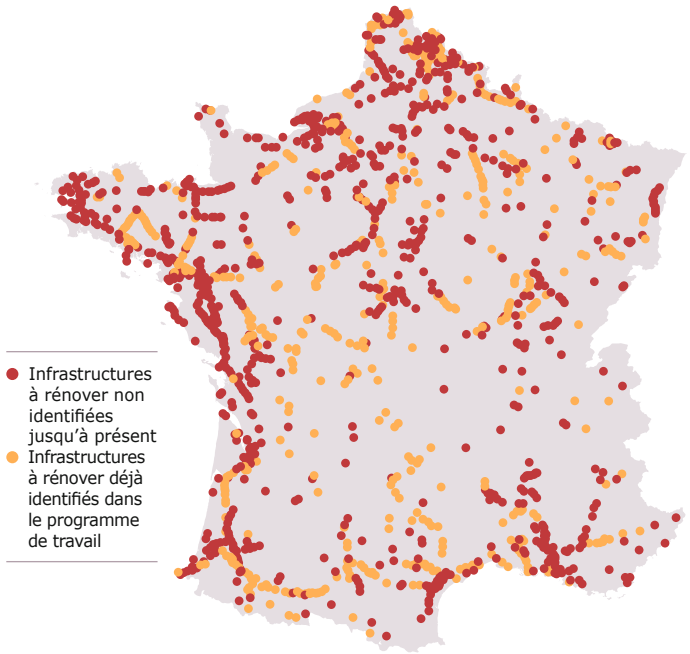


Figure 2.14 Classification des besoins de rénovation des infrastructures



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

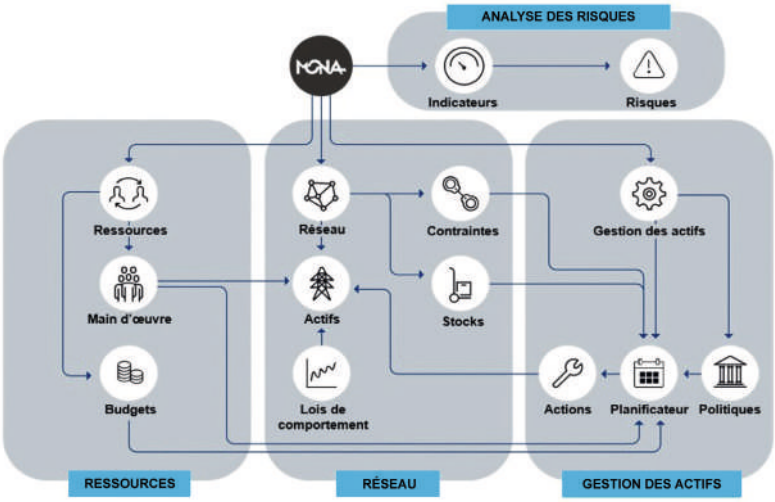
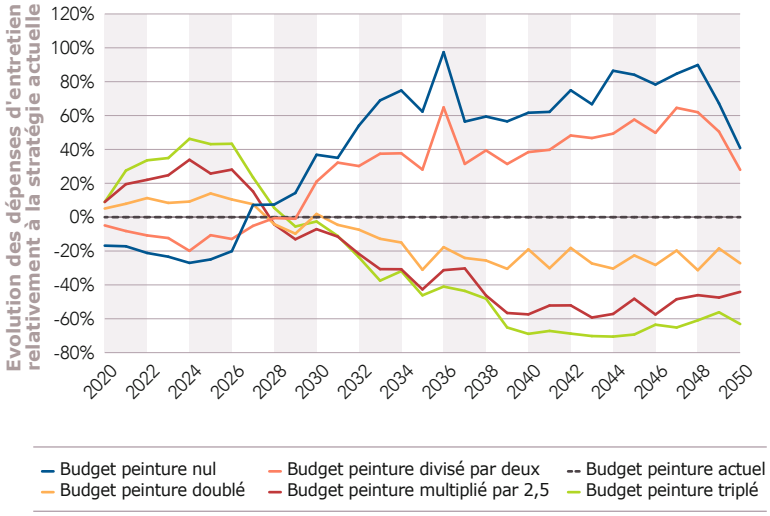


Figure 2.16 Résultat d'une simulation MONA sur l'évolution des dépenses d'entretien et de rénovation des pylônes en fonction de la stratégie de mise en peinture sur la période 2021-2050



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.

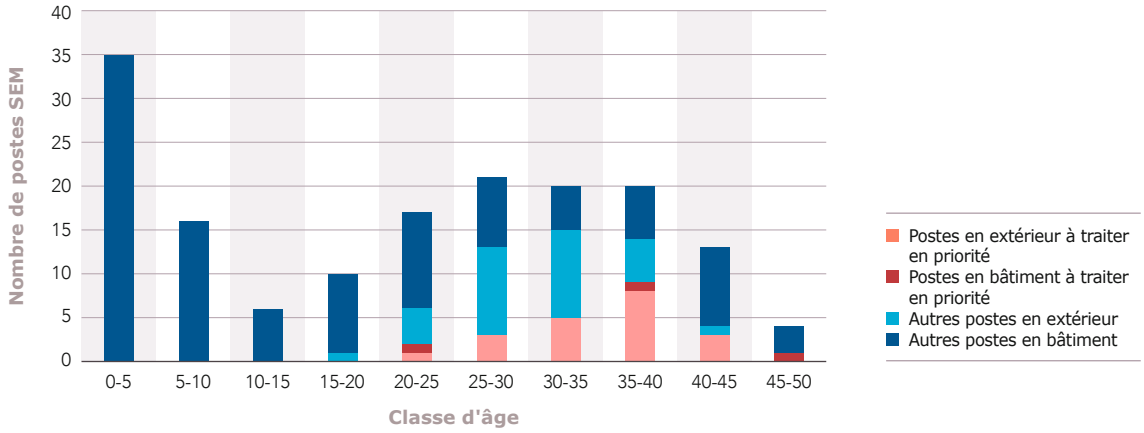
Le plan PSEM pour accélérer la rénovation des postes les plus critiques et les plus et émetteurs en gaz à effet de serre

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 23 500 kg de CO_2.

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

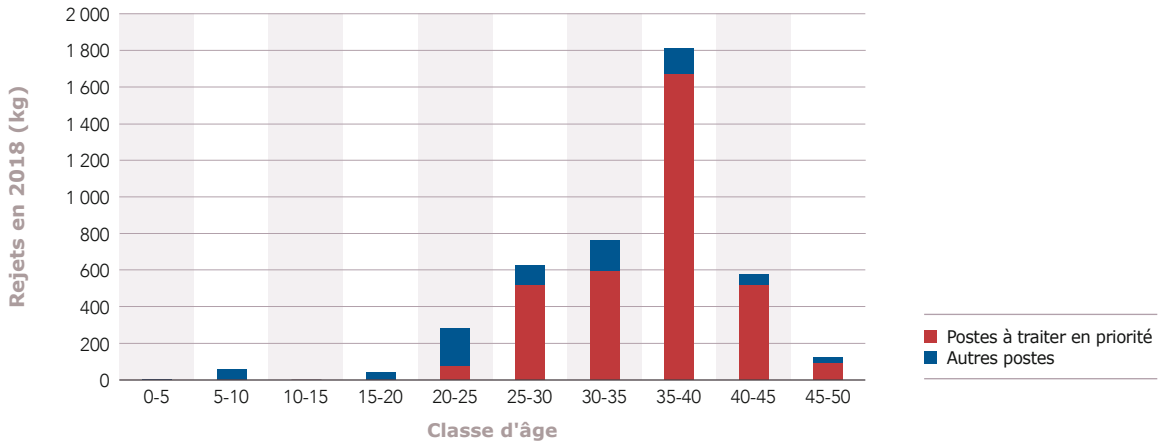


une perte importante de ce gaz isolant peut impliquer des coupures de producteurs ou des ruptures d'alimentation électrique des agglomérations. Les effets du vieillissement apparaissent pour les matériels les plus exposés à partir de 25 ans.

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.

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.

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

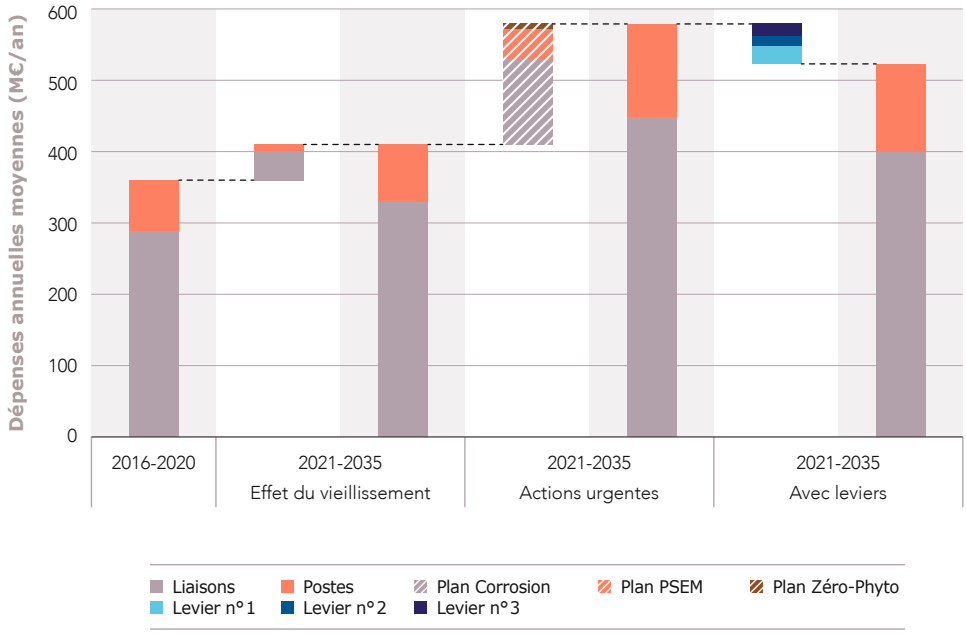
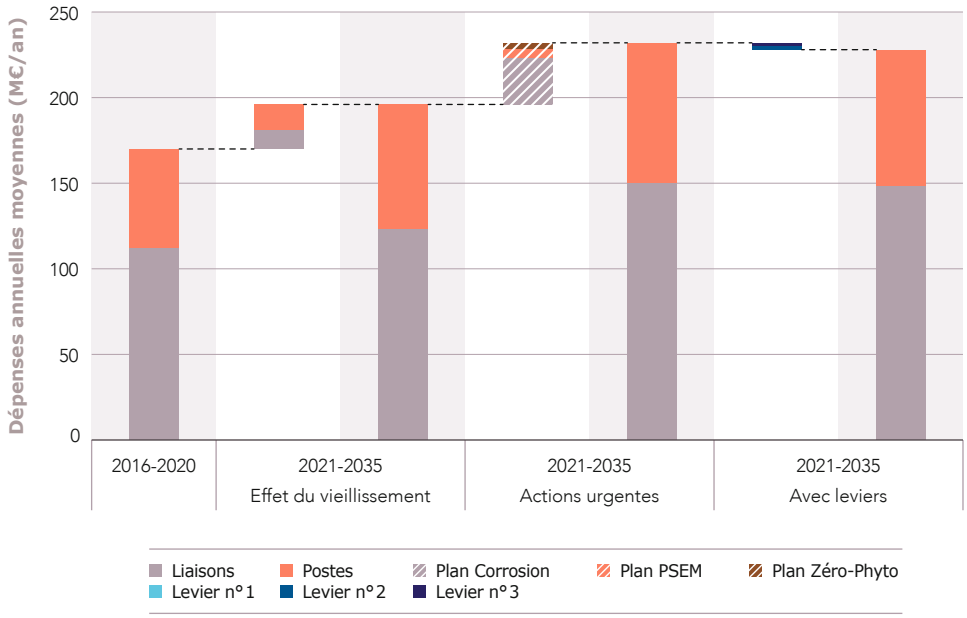


Figure 2.21 Évolution des dépenses d'entretien (OPEX) des lignes et postes électriques (hors réseau en mer) en intégrant l'effet du vieillissement naturel du patrimoine, les actions urgentes et les leviers de sobriété



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.

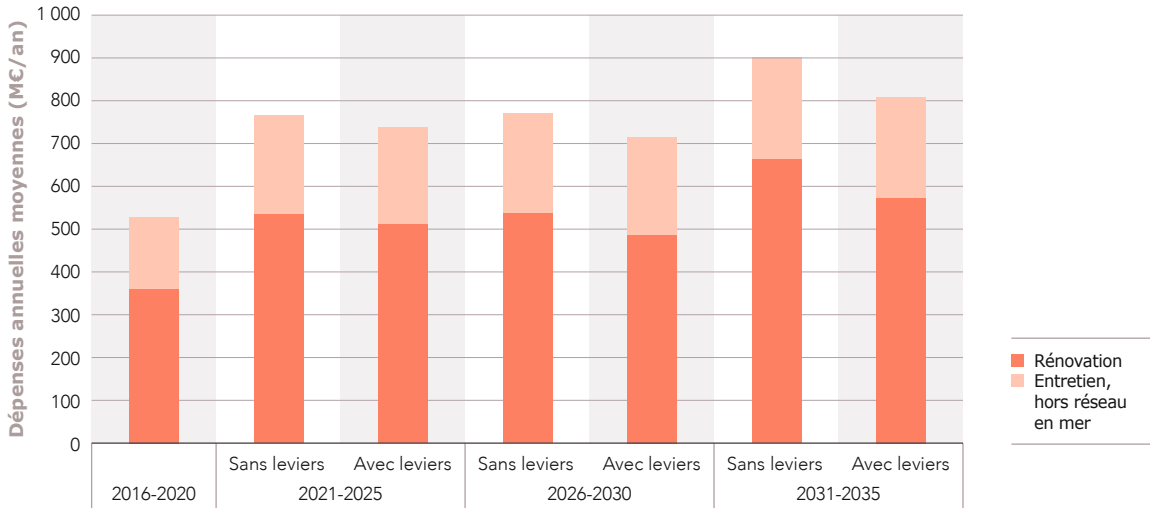



Figure 2.22 Évolution des dépenses dévolues à l'entretien (hors réseau en mer) et à la rénovation des liaisons et postes du réseau (hors ossature numérique) – synthèse par périodes de 5 ans