

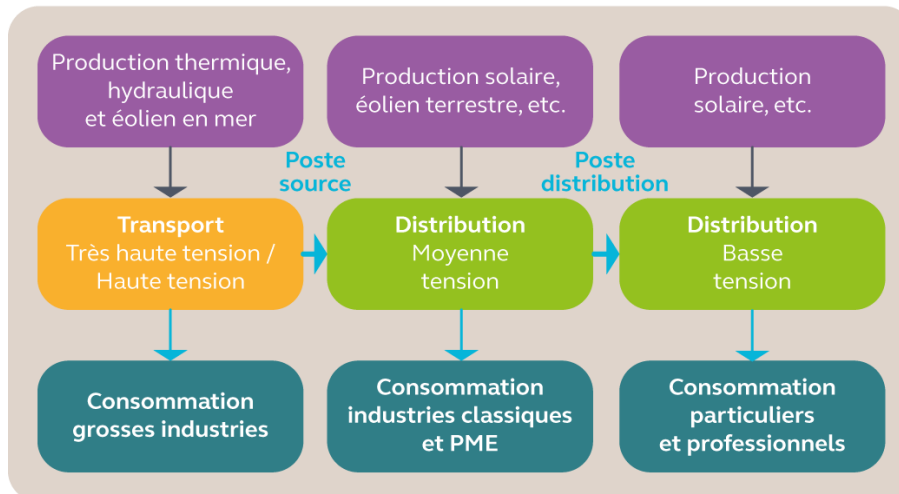
4

L'adaptation au changement climatique des réseaux de transport et de distribution d'électricité

PRÉSENTATION

Le transport et la distribution d'électricité constituent deux des quatre grandes activités de l'industrie électrique aux côtés, en amont, de la production et, en aval, de la vente au consommateur final.

Schéma n° 14 : présentation simplifiée du système électrique



Source : Cour des comptes

Le réseau de transport d'électricité comporte près de 106 000 km de lignes très haute tension (225 et 400 kV) et haute tension (63 kV, 90 kV et 150 kV) qui permettent de transporter l'électricité sur de longues distances. La longueur du réseau de distribution est de plus de 1,4 million de kilomètres. Il se compose de lignes à moyenne tension (10 à 30 kV) et à basse tension (230 ou 400 V).

Tableau n° 19 : réseau de transport et de distribution d'électricité gérés par RTE et Enedis en 2022 (en km)

Réseau de transport		Réseau de distribution		Total
Très haute tension	Haute tension	Moyenne tension	Basse tension	
49 365	56 451	664 447	736 976	1 507 240

Source : RTE (Open Data Réseaux Énergies - ODRE) et Enedis

Le réseau de transport s'étend des lieux de production vers plus de 2 300 postes de transformation, appelés « postes-sources », qui ont pour rôle d'abaisser le niveau de tension.

Le réseau de distribution court des postes-sources jusqu'aux compteurs des utilisateurs. L'électricité moyenne tension alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans, etc.), elle est convertie en basse tension par des postes de transformation (environ 800 000) avant livraison.

Réseau de transport d'électricité (RTE) est le seul gestionnaire du réseau de transport tandis qu'il existe 114 gestionnaires de réseaux de distribution. Les gestionnaires métropolitains de plus de 100 000 clients sont au nombre de six dont Enedis qui gère le réseau sur 95 % du territoire³²³.

Le changement climatique a des effets importants sur les réseaux électriques du fait de leur densité et de leur localisation largement en extérieur. Leur capacité à s'adapter au changement climatique constitue donc une priorité. Pour les gestionnaires, elle nécessite d'identifier les points de fragilité des réseaux, d'engager des actions préventives pour supprimer ou limiter les conséquences des aléas climatiques et de déterminer les besoins d'investissements pour répondre à ces nouveaux défis, amplifiés par le développement de l'électricité à base d'énergies renouvelables.

Le présent chapitre ne porte que sur le réseau du territoire hexagonal³²⁴. Il décrit les principaux risques climatiques auxquels font face les réseaux électriques, puis analyse la pertinence des mesures d'adaptation prises par les gestionnaires de réseaux avant d'examiner les impacts financiers, présents et à venir, des mesures d'adaptation.

³²³ Les cinq autres principaux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont les entreprises locales de distribution suivantes : Strasbourg Électricité Réseaux, Réséda, Gérédis, SRD, GreenAlp.

³²⁴ Les problématiques propres à l'Outre-mer et à la Corse sont traitées dans le rapport de la Cour des comptes relatif aux soutiens publics aux zones non interconnectées.

I - Des risques accrus et des vulnérabilités identifiées

Les réseaux électriques constitués d'un important linéaire réparti sur l'ensemble du territoire sont de fait, tout à la fois dotés d'une bonne résilience et exposés aux différents aléas climatiques. Néanmoins, le changement climatique entraîne des modifications dans l'intensité et la fréquence des événements extrêmes.

A - La nature et l'intensité des risques modifiées par le changement climatique

Les réseaux sont particulièrement sensibles aux phénomènes climatiques aigus, comme les canicules ou les tempêtes. D'autres risques associés, comme l'élévation progressive du niveau de la mer, peuvent également menacer les infrastructures de réseaux.

Les dommages provoqués par les événements climatiques peuvent affecter la structure physique des ouvrages, mais également leur capacité à assurer leur service de façon optimale, par exemple en réduisant localement le volume d'électricité acheminé. Ils peuvent aussi être à l'origine de coupures de courant.

L'impact du changement climatique sur les réseaux est soumis à des incertitudes tenant à l'impossibilité de prévoir avec exactitude les évolutions climatiques et à la difficulté d'établir des projections à la maille locale. Néanmoins, les différentes études réalisées par Météo-France et par les gestionnaires de réseaux révèlent des évolutions significatives du degré d'exposition des réseaux aux différents aléas climatiques.

Les vents forts et les tempêtes peuvent faire tomber des lignes aériennes ou des arbres s'abattant sur ces lignes. Le GIEC estime que l'augmentation de ces phénomènes peut rester modérée mais des variations importantes sont prévisibles selon les régions du monde. Météo France n'observe pas de tendance claire en termes de fréquence et d'intensité pour la France, ce qui n'exclut pas les épisodes localement violents.

Les épisodes de froid entraînant des surcharges de glace et de neige peuvent avoir des conséquences importantes sur l'intégrité physique du réseau ou sur son exploitation en créant des pertes d'isolation imposant la mise hors tension.

La neige collante

Il existe plusieurs types de neiges en fonction de la quantité d'eau qu'elles contiennent.

En général, plus l'altitude est élevée et la température basse (inférieure à 5 °C), plus la neige est « sèche ». La neige collante, plus humide, est plus fréquente en plaine et tombe à une température égale ou supérieure à zéro.

Ces épisodes neigeux sont souvent courts et localisés mais avec des précipitations intenses. Une neige lourde s'agglomère autour des lignes électriques pour former des manchons. Son accumulation peut causer des dégâts, allant parfois jusqu'à la rupture des lignes.

Les modèles climatiques projettent une diminution du nombre de jours présentant des conditions favorables à l'apparition d'épisodes de froid, gel et neige. Mais des phénomènes locaux ne peuvent être exclus.

Le risque d'inondations se manifeste de différentes manières. Il peut s'agir de crues rapides et torrentielles résultant de précipitations intenses ou d'inondations dues au ruissellement ou aux remontées de nappes. L'érosion du trait de côte peut également accroître les risques de submersion marine.

Les inondations peuvent causer, par submersion, des dégâts aux ouvrages souterrains mais aussi entraîner des glissements de terrain qui peuvent emporter les câbles souterrains ou arracher les pylônes. Les infiltrations d'eau peuvent accélérer leur vieillissement par l'effet de la corrosion et entraîner des coupures d'électricité. Ce risque a tendance à augmenter en raison de l'élévation du niveau de la mer, des cumuls de pluies lors d'événements extrêmes et d'une modulation saisonnière plus marquée.

Enfin, dans son étude « Futurs Énergétiques 2050 », RTE relève que la température est la variable pour laquelle les effets du changement climatique sont les plus marqués. Outre l'augmentation des températures moyennes, les modèles climatiques anticipent une multiplication des épisodes de canicule.

Les gestionnaires de réseaux estiment que la hausse des températures moyennes a un impact limité sur la solidité et la performance du réseau. En revanche, les réseaux électriques sont sensibles aux épisodes de chaleur extrêmes.

Les températures élevées peuvent, par exemple, diminuer la performance des matériels. Le passage de l'électricité fait chauffer les câbles conducteurs du réseau de transport (effet Joule). Lorsque la température extérieure est particulièrement élevée, l'impact de ce phénomène d'échauffement est plus important et peut conduire à une diminution du volume d'électricité transporté.

Une étude mentionnée par l'Agence européenne pour l'environnement (EEA)³²⁵ estime la baisse de performance, c'est-à-dire de la puissance transportée, à 1,5 % par degré en période estivale. Cette baisse de performance des câbles aériens pourrait se cumuler avec l'augmentation de la demande estivale d'électricité en cas de recours accru à la climatisation.

Par ailleurs, en raison de l'augmentation de la fréquence de températures extrêmes, les épisodes de sécheresse devraient être plus marqués. Ils peuvent favoriser les feux de forêts ou les aggraver quand ils n'en sont pas directement la cause. Les incendies peuvent alors limiter les capacités de transit en raison de l'échauffement des câbles, causer des dommages au réseau ou accélérer leur vieillissement. Enedis a relevé que les incendies de l'été 2022 avaient entraîné 137 interruptions sur le réseau de distribution, dont certaines de façon préventive pour permettre l'intervention en sécurité des pompiers.

Les effets de ces différents aléas climatiques peuvent se cumuler (crue fluviale accompagnée d'orages violents) ou entraîner des effets en cascade (chutes d'arbres provoquées par les tempêtes, incendies causés par la chaleur, fragilisation des pylônes par des inondations). En juillet 2021, les incendies dans l'Aude ont été à l'origine de la mise hors de tension d'une ligne électrique à très haute tension : il en a résulté une surcharge sur les autres lignes de la région, avec pour conséquence, pour une durée d'une heure environ, des coupures de courant et une déconnexion de l'Espagne et du Portugal du réseau électrique européen.

B - Une exposition aux risques qui varie selon la nature des ouvrages

La sensibilité des infrastructures aux événements climatiques dépend d'un nombre important de facteurs.

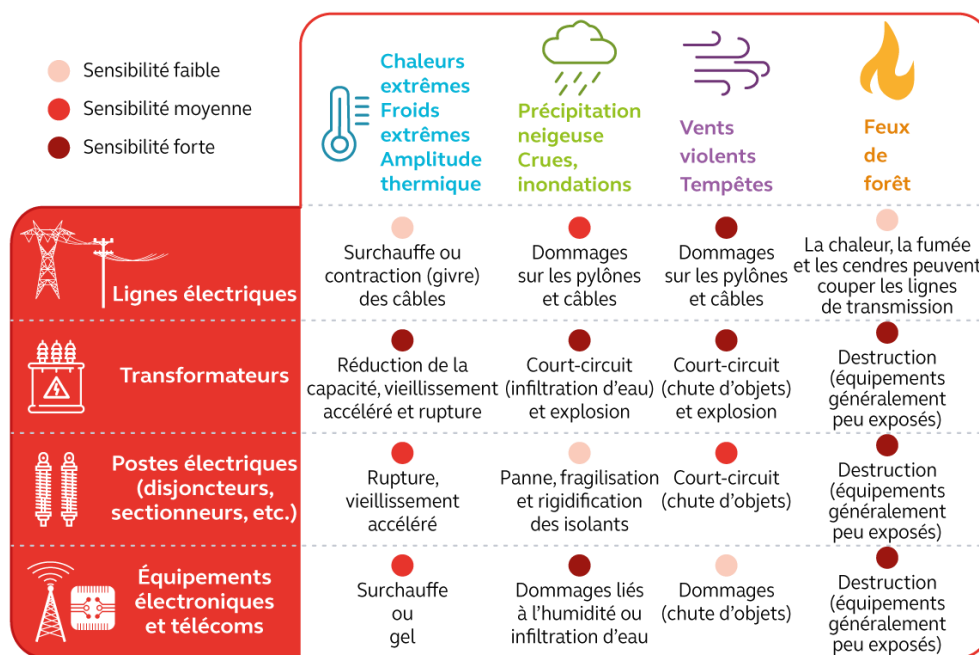
Les réseaux aériens, principalement situés en zone rurale, sont plus sensibles aux épisodes de vent violent, de givre ou de neige collante, en particulier dans les zones boisées. Les températures élevées peuvent affecter leur capacité de transport (cf. *supra*). Les réseaux souterrains sont généralement moins exposés mais la performance des câbles est également affectée en cas de chaleur intense. Ils sont en outre sensibles aux glissements de terrain provoqués par des inondations.

³²⁵ *Adaptation challenges and opportunities for the European energy system*, European environment agency (EEA), janvier 2019.

Au sein du réseau de distribution, l'infrastructure de moyenne tension est à l'origine de la quasi-totalité du temps de coupure électrique ayant une origine climatique en raison, notamment, de sa localisation dans les zones boisées. Les réseaux souterrains de moyenne tension sont également plus exposés aux fortes chaleurs avec un taux d'incidents quotidiens multiplié par cinq ou huit selon les matériaux utilisés pour l'isolation des câbles (cf. *infra*).

L'impact des aléas climatiques varie aussi selon la nature des ouvrages.

Schéma n° 15 : exposition aux risques climatiques des différents ouvrages du réseau électrique



Source : Carbone 4

Les pylônes aériens de très haute tension sont en général des ouvrages robustes en métal, peu affectés par les aléas climatiques de type tempête ou vents violents. La chute de tels ouvrages est exceptionnelle. Néanmoins, l'érosion des sols causée par les inondations peut fragiliser leurs fondations. Les structures en bois ou en aluminium du réseau de distribution sont moins résistantes et peuvent être affectées par les chutes d'arbres et, pour celles en bois, par les incendies.

Certains postes-sources reliant le réseau de transport au réseau de distribution sont plus exposés aux risques de submersion lors de crues où d'inondations. Les dommages peuvent entraîner des coupures de courant sur la zone inondée mais parfois au-delà, les postes-sources gérant l'acheminement de l'électricité vers les clients finaux.

C - Les faiblesses révélées par les tempêtes de 1999

Les 26, 27 et 28 décembre 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont balayé la France avec des rafales de vent atteignant 200 km/h. Plus de 1 000 pylônes de haute et très haute tension, 20 000 supports de moyenne tension et 5 776 km de basse tension ont subi des dommages³²⁶. Près de 4 millions de foyers ont été privés d'électricité. Au niveau européen, les coûts de remplacement des ouvrages détruits ont été évalués à 152 M€ et les pertes économiques estimées à 15 Md€³²⁷.

Ces événements ont révélé des défauts structurels du réseau d'électricité mais aussi les limites de la capacité des gestionnaires à rétablir le courant. Le rétablissement complet du réseau de distribution a pris deux semaines.

Les décisions d'investissement prises à leur suite se sont, dans un premier temps, concentrées sur les zones sinistrées afin de reconstruire les parties du réseau endommagées.

RTE a lancé en 2000 un programme de sécurisation mécanique des ouvrages vulnérables aux événements climatiques, qui a inclus le renforcement des fondations de certains pylônes, l'installation de pylônes anti-cascade et l'élargissement des tranchées forestières. Les travaux ont été réalisés jusqu'en 2017 pour un montant total de 2,5 Md€₂₀₁₇³²⁸. S'agissant du réseau de distribution, les premières mesures de consolidation ont porté sur l'enfouissement des lignes et sur l'installation de dispositifs de protection empêchant les chutes en cascade. Enedis a également développé sa capacité de réponse aux crises en s'engageant à réalimenter 90 % des clients touchés en moins de cinq jours et en créant en juillet 2000 un dispositif d'intervention d'urgence.

³²⁶ Vulnérabilité des réseaux d'infrastructures aux risques naturels, CGEDD, septembre 2013, 102 pages.

³²⁷ Adaptation challenges and opportunities for the European energy system, European environment agency (EEA), janvier 2019.

³²⁸ En euros 2017.

La force d'intervention rapide électricité (FIRE)

La FIRE est un dispositif d'urgence créé en juillet 2000 par Enedis, qui repose sur une nouvelle organisation de l'entreprise afin d'intervenir sous 48 heures en cas d'incident climatique extrême. Elle permet de mobiliser 2 500 salariés prêts à intervenir en soutien des équipes locales. Le matériel nécessaire est réparti sur 11 plateformes logistiques de stockage implantées sur l'ensemble du territoire national.

Initialement conçue pour les interventions sur le réseau aérien, la FIRE intervient désormais aussi sur le réseau souterrain et sur les postes-source. Depuis sa création, elle a été mobilisée une centaine de fois à la suite d'événements climatiques entraînant des coupures de courant.

Afin de faciliter les opérations de rétablissement de courant, Enedis a aussi mis en place un réseau privé de télécommunications qui lui permet d'assurer la coordination des équipes.

Les gestionnaires de réseaux ont par ailleurs développé des outils pour mieux connaître l'état de leurs infrastructures et intervenir plus rapidement. Les cartographies d'ouvrages et le développement d'outils de surveillance ont permis de mieux identifier les vulnérabilités du réseau et de repérer les ouvrages les plus « incidentogènes ».

Certains de ces outils visent à recueillir et à traiter en temps réel des données sur l'état du réseau permettant d'intervenir, soit avant l'incident soit en améliorant la réactivité des équipes d'intervention. En lien avec RTE, le gestionnaire de réseau Gérédis a ainsi mis en place un outil prédictif de croissance de la végétation permettant d'anticiper les besoins d'élagage et de débroussaillage à proximité des lignes électriques aériennes. Sur le réseau basse tension, les compteurs Linky peuvent détecter à distance des pannes et des anomalies de tension.

II - Des mesures d'adaptation à renforcer

Au-delà des mesures d'urgence prises à la suite des tempêtes de 1999, les gestionnaires de réseaux ont progressivement pris des mesures et élaboré des plans d'adaptation destinés à anticiper ou répondre à des aléas climatiques exceptionnels.

A - L'élaboration de plans d'adaptation

Chez Enedis, le plan « aléas climatiques » (PAC) mis en œuvre à partir de 2006 est notamment consacré au renforcement de la résilience du réseau aérien de moyenne tension. Le plan vise à traiter les zones dites « à risque avéré » où le taux d'incident est, selon les estimations d'Enedis, multiplié par six en cas d'aléas climatiques. 47 200 km de lignes sont concernés, soit environ 15 % des 316 500 km du réseau aérien de moyenne tension. Il s'agit, par exemple, des lignes voisines de massifs forestiers ou à diamètre trop réduit. Pour les parties moins directement exposées, un programme complémentaire dit « Rénovation Programmée » se concentre sur le seul remplacement des matériels non conformes au référentiel technique. Ce plan s'accompagne de programmes ciblés sur certains risques, par exemple les inondations, ou sur certaines technologies.

Chez RTE, les mesures d'adaptation ont d'abord visé le renforcement des ouvrages face aux risques liés aux tempêtes. Un programme plus récent (2019), dénommé « Résilience », se concentre sur l'augmentation de la fréquence des épisodes caniculaires et la prévention des risques d'inondations. Des études en cours sur ces sujets devraient alimenter le nouveau schéma décennal de développement de réseau (SDDR) en cours de finalisation (cf. *infra*).

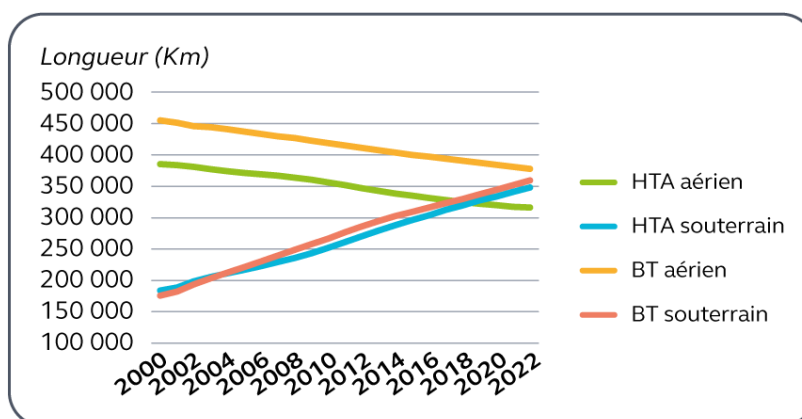
B - Des mesures en réponse à des évènements climatiques des dernières décennies

1 - La mise en souterrain des réseaux : une solution relativement efficace mais coûteuse

La mise en souterrain des lignes a été la principale action mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux pour améliorer la résilience des infrastructures. Elle présente l'avantage de protéger le réseau contre plusieurs types d'évènements climatiques extrêmes, notamment les tempêtes, les vents forts et la neige. Elle permet aussi de réduire les opérations d'élagage et de limiter les dommages en période de forte chaleur, la température du sol étant inférieure à celle de l'air.

S'agissant du réseau de distribution géré par Enedis, la longueur des réseaux souterrains a en conséquence doublé entre 2000 et 2022 et sa part est passée de 30 % à 50 % sur la même période.

Graphique n° 28 : évolution depuis 2000 de la longueur des lignes du réseau de distribution géré par Enedis (en km)



Source : données Enedis ; graphique Cour des comptes

La mise en souterrain des réseaux a pu contribuer à la baisse du nombre d'incidents et du temps de coupure sur le réseau moyenne tension, même si un lien de causalité direct est difficile à établir.

S'agissant du réseau de transport, la mise en souterrain est moindre (7 % en 2022), car plus complexe techniquement. Néanmoins, les lignes souterraines du réseau de transport ont augmenté de 68 % entre 2012 et 2022.

La mise en souterrain des réseaux s'avère substantiellement plus onéreuse en termes d'investissement. Dans le schéma de développement du réseau (SDDR) publié en 2019, RTE estime à + 40 % le surcoût résultant de la mise en souterrain systématique des nouvelles lignes d'une puissance de 63 à 225 kV, soit entre 750 M€ et 1,5 Md€ cumulés selon les scénarios entre 2021 et 2035.

Enedis estime pour sa part que la mise en souterrain complète de ses réseaux coûterait 170 Md€ en investissement dont 60 % pour le réseau basse tension. Le gain estimé en temps de coupure serait de 21 minutes pour le réseau moyenne tension mais marginal pour le réseau basse tension. Si la fréquence des interventions, pour des réparations par exemple, est moindre, les coûts et les durées d'intervention sont plus élevés.

2 - La suppression progressive des technologies les plus incidentogènes

Certaines mesures prises, notamment par les gestionnaires du réseau de distribution, consistent à supprimer progressivement les éléments identifiés comme étant les plus vulnérables aux aléas climatiques.

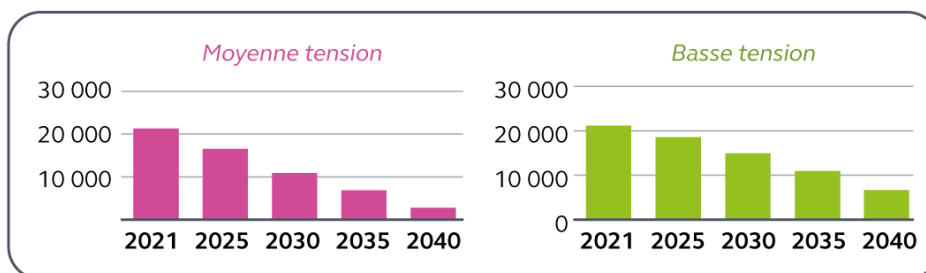
Les lignes en conducteurs nus en cuivre, dites « fils nus » représentent, fin 2022, 46 000 km de lignes aériennes basse tension gérées par Enedis³²⁹ et sont responsables de 15 000 incidents par an, soit un taux d'incident huit fois plus élevé que celui de la basse tension en technique torsadée. La suppression de la quasi-totalité des fils nus est prévue à l'horizon 2040.

Le retour d'expérience de la canicule de 2003 a montré la vulnérabilité du système d'isolation de certains câbles souterrains, notamment ceux isolés au papier imprégné (CPI), posés jusque vers la fin des années 1970 en milieu urbain. Les fortes chaleurs ont mis en évidence les défauts de ces câbles qui ont entraîné de nombreuses défaillances, avec un taux d'incident multiplié par huit sur le réseau souterrain moyenne tension.

Le programme de renouvellement lancé en 2008 a ciblé en priorité les tronçons ayant la plus forte probabilité de défaillances : 8 300 km de câbles CPI ont été déposés depuis 2010 sur les 30 000 km concernés pour un coût de 1,5 Md€.

En moyenne tension, il subsiste 21 000 km de câbles issus de ces technologies. Enedis a prévu de supprimer 85 % de ce stock d'ici 2040 pour un coût de 2,3 Md€, soit environ 1 000 km de câbles chaque année, pour les remplacer par des câbles à isolation synthétique.

**Graphique n° 29 : programme de renouvellement des câbles CPI
du réseau souterrain (en km)**



Source : Enedis (Capex 2040)

³²⁹ Elles représentaient au début 2000 un quart des lignes basse tension (150 000 km sur 600 000 km).

En basse tension, les mêmes défaillances ont été constatées mais le risque de défaut est moins important. L'objectif d'Enedis est de renouveler d'ici 2040 les câbles présentant un risque important de défaillance, soit 65 % du stock existant en 2021 (20 000 km environ) pour un coût de 2,9 Md€.

Dans son rapport de retour d'expérience sur la canicule de 2019, l'inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) a estimé que le programme de remplacement des câbles CPI semblait porter ses fruits³³⁰. Elle a en effet relevé qu'en comparaison du précédent épisode de 2015, la canicule de l'été 2019, pourtant intense, n'avait pas entraîné de crise majeure. En 2022, les chaleurs intenses et durables, plus sévères que celles observées précédemment (hormis en 2003), ont été à l'origine de nombreux incidents sur le réseau. Le retour d'expérience réalisé par Enedis a toutefois relevé que les câbles synthétiques ayant remplacé les câbles CPI ont connu un taux de défaillance beaucoup plus faible.

3 - Inondations : de premières actions d'adaptation engagées, une cartographie encore incomplète

La mise en œuvre des mesures d'adaptation face au risque inondations se concentre à ce jour sur l'Île-de-France.

Dans son rapport relatif au retour d'expérience sur la crue de mai et juin 2016 dans les régions Centre et Île-de-France (20 000 foyers privés d'électricité), l'inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD)³³¹ a signalé les retards dans la sécurisation des réseaux de distribution d'électricité. Elle a recommandé à l'État d'engager au plus vite une démarche concertée avec l'ensemble des gestionnaires de réseaux, afin de clarifier le plan d'action pour la sécurisation de la distribution électrique en cas d'inondation majeure. Sur cette base et dans le prolongement de l'exercice *Sequana*³³², Enedis et RTE ont réalisé de façon conjointe un diagnostic de leurs ouvrages, qui a mis en évidence des niveaux de protection insuffisants.

³³⁰ Retour d'expérience sur l'épisode caniculaire et la sécheresse 2019, IGEDD, avril 2020, 138 pages.

³³¹ Inondations de mai et juin 2016 dans les bassins moyens de la Seine et de la Loire – Retour d'expérience, IGEDD-IGA, février 2017.

³³² *Sequana* est un exercice de simulation d'une gestion de crue centennale organisé en mars 2016 par le secrétariat général de la zone de défense de Paris. Cet exercice avait pour objectif de tester la capacité des différents secteurs d'activité à gérer un tel évènement et à coordonner leurs actions, et d'évaluer la pertinence et la cohérence de leurs plans d'urgence.

Sur le périmètre du réseau de transport et en fonction des analyses coûts-bénéfices, RTE a décidé soit la reconstruction des ouvrages en risques aux normes correspondant à 115 % du débit constaté lors de la crue de 1910, soit leur « mise en résilience », aux normes correspondant à 100 % du débit constaté lors de la crue de 1910 (rehaussement des parties sensibles, portes étanches, reprise de fondations) pour un coût évalué à 64 M€.

De son côté, Enedis a mis en place un programme de maîtrise du risque d'inondation centré sur les crues en zones urbaines. Ce programme prévoit que les nouveaux ouvrages sont construits en zone non inondable. Pour les ouvrages existants, des mesures de renforcement de la résilience ont été mises en place en Île-de-France, sur la base d'une cartographie des zones de fragilités électriques : installation de capteurs de niveaux d'eau permettant d'envoyer des informations en temps réel, mise en place d'équipements submersibles, surélévation des éléments sensibles, installation de pompes. Le programme prévoit également le renforcement du maillage du réseau pour permettre à d'autres postes-source de prendre le relais en cas de perte ou de mise hors tension si l'un d'eux venait à être inondé. Le coût de ces actions est estimé à 500 M€ pour la seule région Île-de-France jusqu'en 2050.

L'IGEDD, dans son rapport sur le retour d'expérience de la crue de la Seine et de ses affluents de janvier-février 2018³³³ a noté les progrès réalisés par Enedis pour réduire progressivement la vulnérabilité des postes de transformation stratégiques et assurer la réalimentation rapide des clients coupés. La Cour fait un constat similaire dans son rapport sur la prévention du risque inondation en Île-de-France³³⁴.

Hors Île-de-France, l'élaboration d'une cartographie complète du territoire métropolitain est en cours, sur la base d'un partenariat conclu en 2021 entre RTE et la Caisse centrale de réassurance (CCR).

³³³ Crue de la Seine et de ses affluents de janvier-février 2018, IGEDD, CGEDD-IGA, décembre 2018.

³³⁴ La prévention insuffisante du risque d'inondation en Île-de-France, Cour des comptes, novembre 2022.

Étude de la caisse centrale de réassurance (CCR)

La CCR a élaboré une cartographie des risques déclinée sur trois types d'aléas : débordement de cours d'eau, ruissellement et submersion marine.

Pour sa réalisation, la CCR a utilisé les données issues du modèle ARPEGE développé par Météo-France. Ce modèle simule des centaines de fois la même année avec différents paramètres climatiques, ce qui lui permet de disposer d'une grande variété de trajectoires climatiques. Ces modèles alimentent un catalogue d'événements fictifs qui sont appliqués aux différents ouvrages, objets de l'étude (pylônes et postes) et à différentes périodes de retour afin d'estimer la probabilité de survenance des événements.

Sur la base des données recueillies, un score est attribué à chaque ouvrage pour mesurer son exposition aux risques, à climats actuel et futurs.

Les premières conclusions de l'étude montrent qu'une proportion importante des postes existants sont déjà exposés à l'un des trois risques analysés. Elles relèvent une augmentation significative des risques de débordement et de ruissellement à climat futur, notamment pour les ouvrages situés à proximité des fleuves, dans les Alpes et sur le pourtour méditerranéen. S'agissant du risque de submersion marine, qui est aggravé par l'évolution du trait de côte, l'étude note que le nombre de sites exposés est faible à climat actuel et en légère augmentation à climat futur.

C - Renforcer la coordination entre les différents acteurs

La coordination entre les différents acteurs³³⁵ intervient à plusieurs niveaux.

En premier lieu, l'interdépendance croissante des réseaux (électricité, gaz, transport, eau, télécommunications, etc.) rend indispensable la coordination des différents opérateurs. À la suite des crues de 2016 en Île-de-France, ces derniers se sont engagés à partager leurs données, à améliorer le diagnostic de leurs ouvrages et à prendre les mesures nécessaires pour renforcer leur résilience.

Dans une note d'analyse publiée en mai 2022³³⁶, France Stratégie a préconisé l'approfondissement de la coordination entre opérateurs de réseaux et le partage des connaissances au travers d'un outil cartographique d'identification des interdépendances. Elle a également suggéré l'expérimentation de plans d'action locaux visant les interdépendances les plus critiques.

³³⁵ État, gestionnaires de réseaux, autorités concédantes.

³³⁶ Risques climatiques, réseaux et interdépendances : le temps d'agir, France Stratégie, mai 2022.

Dans le cas du réseau de transport d'électricité, la coordination relève aussi du niveau européen. Il existe en effet plus de 421 interconnexions physiques entre États européens, dont 51 en France. Par ailleurs, la plupart de ces pays fait partie du « système électrique continental synchrone »³³⁷, avec des règles d'exploitation communes. Il en résulte que des défaillances sur le réseau de transport d'électricité d'un pays peuvent affecter la stabilité du système électrique européen. L'analyse des impacts du changement climatique sur les réseaux et les mesures d'adaptation qui en découlent doivent donc être prises en compte à ce niveau.

S'agissant du réseau de distribution, les enjeux d'adaptation sont essentiellement nationaux, voire locaux. La coopération entre les différents acteurs et le rôle d'animation d'Enedis sont indispensables pour décliner au niveau local les scénarios climatiques et définir une vision commune des infrastructures de réseaux à moyen et long terme.

Le modèle de cahier des charges des concessions d'électricité prévoit l'élaboration d'un schéma directeur des investissements sur la durée du contrat (20 à 30 ans), décliné en programmes pluriannuels et annuels. Il appartient aux acteurs chargés de la distribution de l'électricité d'utiliser ces outils pour intégrer dans les programmes d'investissement les mesures d'adaptation au changement climatique. Par ailleurs, le comité du système de la distribution publique d'électricité (CSDPE), qui rassemble des représentants de l'État, des autorités concédantes et des gestionnaires de réseaux, doit devenir un lieu de partage d'information sur l'évolution des aléas climatique et de coordination des actions d'adaptation.

D - Formaliser les objectifs de l'État vis-à-vis des gestionnaires

L'État dispose de plusieurs leviers, à travers la réglementation ou les contrats passés avec les entreprises de service public, pour partager les objectifs d'adaptation au changement climatique.

³³⁷ Ils partagent la même fréquence électrique à 50 Hz (la courbe d'électricité oscille 50 fois par seconde) en situation d'équilibre offre/demande. Selon que la production est supérieure ou inférieure à la consommation, la fréquence augmente ou diminue et il faut intervenir pour rétablir l'équilibre.

L'arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributeurs d'énergie électrique a été pris à la suite des tempêtes de 1999. Il fixe les prescriptions permettant d'assurer la résistance des ouvrages à des événements violents dus au vent, au givre, à la neige collante et à la pluie verglaçante. Bien que modifié à plusieurs reprises, il ne prend toujours pas en compte l'évolution des risques liés au changement climatique, notamment les épisodes de chaleur intense. La Cour invite le ministère à analyser dans quelle mesure les référentiels existants demeurent pertinents ou s'ils doivent imposer de nouvelles mesures d'adaptation.

L'adaptation au changement climatique devrait également figurer de façon explicite dans les contrats de service public passés entre l'État et les gestionnaires de réseau.

Le contrat de service public entre l'État et RTE a été signé le 29 mars 2022. Il comprend 40 objectifs articulés autour de trois thèmes (transition énergétique, mutations du système électrique, éclairage des choix énergétiques). Le changement climatique y est évoqué, mais le contrat ne prévoit aucun objectif spécifique lié à l'adaptation du réseau de transport d'électricité. L'État et RTE doivent donc engager des discussions pour insérer dans le contrat existant des objectifs d'adaptation au changement climatique assortis d'indicateurs de résultats.

Par ailleurs, il n'existe toujours pas de contrat de service public entre Enedis et l'État. Dans un rapport de 2012 sur les comptes et la gestion de l'entreprise³³⁸, la Cour a recommandé la signature « *au plus vite* » d'un tel contrat. Cette recommandation a été réitérée dans un nouveau rapport³³⁹ sur les comptes et la gestion d'Enedis publié en 2021. Elle n'est toujours pas mise en œuvre à ce jour, alors que la conclusion d'un tel contrat constitue une obligation légale.

³³⁸ Cour des comptes, *Examen des comptes et de la gestion de la société « Électricité réseau distribution France (exercices 2008-2010) »*, 2012.

³³⁹ *Enedis / Cour des comptes (ccomptes.fr)*

III - Anticiper les évolutions des réseaux et évaluer les moyens à mobiliser

Les travaux prospectifs sur l'adaptation des réseaux au changement climatique doivent prendre en compte le fait que le climat de demain sera sensiblement différent de celui d'aujourd'hui. Ils doivent aussi intégrer les enjeux découlant du développement des énergies renouvelables afin de définir des trajectoires d'investissement soutenables.

A - Mieux articuler les réflexions sur la transition énergétique et l'adaptation au changement climatique

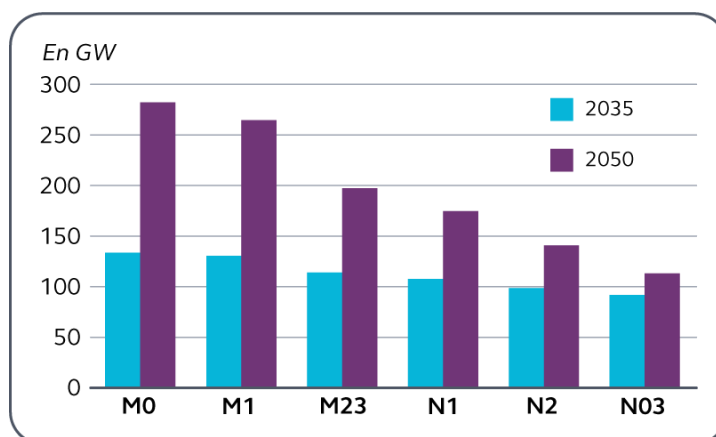
La transition énergétique repose notamment sur le développement de la production d'énergies renouvelables d'origine éolienne et solaire. Elle conduit à des changements importants dans la structure et le fonctionnement des réseaux.

1 - L'impact de la transition énergétique sur les réseaux électriques

Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE indique qu'à la différence du parc nucléaire, qui se caractérise par un nombre limité d'installations de grande taille, la production à base d'énergies renouvelables repose sur de multiples sites de production, dont certains de très petite taille, répartis de manière diffuse sur l'ensemble du territoire.

Les parcs de production d'électricité d'origine solaire et éolienne représentaient au 31 décembre 2022 une puissance installée de près de 37 000 MW, soit une augmentation de 61 % en cinq ans. En 2050, ces capacités de production seraient multipliées par un facteur allant de deux à sept selon les scénarios de RTE.

Graphique n° 30 : puissance raccordée des énergies renouvelables terrestres en 2050



Source : RTE (futurs énergétiques 2050)

Note : les scénarios M reposent sur un développement soutenu des énergies renouvelables ; les scénarios N reposent sur une relance de la filière nucléaire (le scénario N03 prévoit à horizon 2050 un mix comportant 50 % d'énergie nucléaire et 50 % d'énergies renouvelables).

Cette évolution aura des impacts significatifs sur la circulation de l'électricité *via* les réseaux. En effet, la localisation des installations de production dépend de l'énergie primaire existante (éolienne ou solaire par exemple), laquelle peut être éloignée des lieux de consommation. Par ailleurs, la production électrique issue des énergies renouvelables peut être déconnectée de la demande, entraînant une circulation plus importante de l'électricité entre les territoires en fonction des besoins. Enfin, alors que les réseaux sont traditionnellement conçus pour acheminer l'électricité depuis le réseau de transport vers le réseau de distribution, les surplus de la production d'origine renouvelable peuvent conduire à des « refoulements » du réseau de distribution vers le réseau de transport.

Les gestionnaires de réseaux doivent accompagner ces évolutions en créant ou en mettant à niveau les ouvrages de raccordement nécessaires. Enedis estime à 10 le nombre de postes-sources devant être créés chaque année d'ici 2040 et la plupart des postes existants verront leur puissance moyenne augmenter.

2 - Intégrer l'impact du changement climatique dans la planification du développement des énergies renouvelables

Les enjeux de développement des énergies renouvelables et d'adaptation au changement climatique sont liés à plusieurs facteurs :

- l'augmentation de la longueur des réseaux résultant du développement des énergies renouvelables accroît mécaniquement l'exposition aux risques climatiques ;
- la conception et le dimensionnement des nouveaux ouvrages de raccordement doivent tenir compte de l'évolution des risques climatiques ;
- les travaux nécessaires au développement de la production renouvelable sont l'occasion d'améliorer la résilience des ouvrages existants.

Pourtant, les réflexions sur ces sujets sont encore trop cloisonnées. En particulier, les outils de planification de l'extension et de l'adaptation des réseaux pour permettre le développement de la production renouvelable ne prennent pas en compte les enjeux climatiques.

Les schémas régionaux de développement des énergies renouvelables

En application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, les schémas régionaux de développement des énergies renouvelables ont pour objectif de faciliter l'intégration de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables sur le réseau. Ils sont élaborés par RTE en lien avec les parties prenantes.

Ces schémas s'inscrivent dans les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), qui fixent notamment les objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables.

Leur construction repose sur le recensement des gisements de production d'énergies renouvelables. La modélisation du fonctionnement du réseau permet ensuite d'identifier les contraintes éventuelles induites par le raccordement du gisement. Selon les cas, ces contraintes aboutiront à des solutions de renforcement de réseau ou à la création de nouveaux ouvrages. Enfin, le schéma évalue les coûts liés à l'adaptation des ouvrages existants ou à la création de nouveaux ouvrages.

Par suite, les outils de planification utilisés pour accompagner la transition énergétique devraient mieux intégrer l'évolution des risques climatiques. À titre d'exemple, la planification spatiale des ouvrages devrait tenir compte des risques d'inondation, actuels et futurs.

B - Adapter les investissements au changement climatique

1 - Approfondir les analyses prospectives

Les deux principaux gestionnaires de réseau intègrent progressivement les enjeux climatiques dans leurs réflexions prospectives.

Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE consacre un chapitre au changement climatique et analyse les principaux paramètres d'évolution du climat et leurs impacts probables sur le système électrique. Les réflexions sur l'évolution du réseau de transport trouvent également leur traduction dans les plans pluriannuels d'investissement. Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) mentionne la liste des principales infrastructures qui doivent être construites avec leur calendrier associé. Un nouveau projet de schéma, couvrant la période 2023-2040, est en préparation. L'un de ses chapitres sera consacré aux risques climatiques auxquels le réseau est désormais exposé, notamment les vagues de chaleur et les inondations, afin d'identifier les actions à mettre en œuvre et d'évaluer les coûts correspondants.

S'agissant de la distribution d'électricité, chaque gestionnaire de réseau desservant plus de 100 000 clients doit élaborer un plan de développement du réseau décrivant les investissements pour les cinq à dix prochaines années au périmètre de sa zone géographique d'intervention. Cette obligation résulte depuis mars 2021 de l'article L. 322-11 du code de l'énergie. Enedis a récemment publié un document préliminaire qui comprend un chapitre consacré à la résilience du réseau face aux risques climatiques. Néanmoins, plus de deux ans après la promulgation de l'article L. 322-11, le décret d'application nécessaire à la mise en œuvre complète de cet article n'est toujours pas intervenu.

2 - Clarifier les stratégies d'investissement

L'adaptation au changement climatique implique pour les gestionnaires de réseaux de réexaminer leurs stratégies d'investissement, pour tenir compte des conditions climatiques futures.

La prise en compte de ces conditions les a déjà conduits à revoir certains référentiels techniques. Ainsi, RTE a fait récemment évoluer ses prescriptions de température maximale de fonctionnement des câbles aériens en les portant de 65 à 85 °C pour les ouvrages neufs ou réhabilités. Le surcoût est estimé de 20 à 40 M€ sur la période 2024-2040 par rapport à une construction à 65 °C.

Tableau n° 20 : évolution des règles de dimensionnement des câbles aériens du réseau de transport (RTE)

Nature de l'ouvrage		T °C de répartition prescrite jusqu'en 2022	Nouvelle T°C de répartition au 01/01/2023
Ouvrages neufs ou reconstruits à neuf	400 kV	90 °C	90 °C
	225 kV	75 °C à 80 °C	85 °C
	90/63 kV	65 °C	85 °C
Ouvrages réhabilités		<i>A minima</i> 65 °C	80 °C à 85 °C sauf dérogation pour descendre à 75 °C

Source : RTE

Une telle approche doit être systématisée. La durée de vie des ouvrages pouvant dépasser 80 ans, les décisions d'investissement ou de renouvellement d'aujourd'hui doivent être conçues pour s'adapter au climat à l'horizon 2100 et au-delà.

Les choix d'investissements dépendront de la probabilité d'occurrence des événements climatiques mais aussi de l'impact financier anticipé de ces événements (dommages causés et coût de l'électricité non distribuée en cas de coupures). Cette analyse coût-bénéfice est rendue particulièrement complexe par les incertitudes concernant les effets concrets du changement climatique. Les études d'investissement sur la consistance et l'étendue des besoins d'adaptation devront en effet reposer sur des situations théoriques, malgré l'incertitude qui s'y rapporte, et non simplement à partir des situations observées dans le passé.

C - Un impact financier encore mal évalué

1 - Mieux identifier les dépenses consacrées aux mesures d'adaptation

L'une des difficultés du chiffrage du coût des politiques d'adaptation tient au fait qu'elles n'impliquent pas nécessairement de dépenses nouvelles. Les investissements améliorant la résilience du réseau, relatifs par exemple aux choix de matériaux, peuvent se traduire par une réorientation de dépenses existantes, sans coût supplémentaire. Les décisions d'investissement peuvent aussi poursuivre plusieurs objectifs et rendre difficile l'identification des dépenses d'adaptation. Ainsi, la mise en souterrain des lignes protège le réseau, contre certains événements climatiques extrêmes tout en améliorant la protection visuelle des sites et l'acceptation sociale des projets. Il en est de même des dépenses consacrées à la surveillance et au pilotage du réseau qui concourent simultanément à l'identification des ouvrages les plus vulnérables aux événements climatiques et à l'amélioration de la performance de l'exploitation.

Malgré ces difficultés, les gestionnaires de réseau, en lien avec l'État, doivent clarifier les modalités d'imputation des dépenses d'adaptation, par exemple en se concentrant sur la finalité poursuivie à titre principal ou sur les seuls investissements « additionnels » par rapport à la situation existante afin d'évaluer les moyens financiers à mobiliser.

2 - Mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique

S'agissant du réseau de transport, l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE évalue notamment les coûts liés à l'adaptation au changement climatique sur le réseau régional³⁴⁰ à 1,5 Md€ entre 2020 et 2050. Il s'agit d'une estimation préliminaire *a minima* du coût d'adaptation du réseau aux fortes chaleurs et aux risques hydrologiques. Le futur schéma décennal de développement du réseau précisera ce coût d'ici fin 2024.

Au sein de cette enveloppe, RTE évalue d'ores et déjà à une fourchette comprise entre 340 et 680 M€ sur la période 2024-2040 les surcoûts associés à la prise en compte de l'augmentation des températures dans les projets de renouvellement pour obsolescence. S'agissant des

³⁴⁰ Les réseaux régionaux jouent le rôle de répartition entre le grand transport (ouvrages à 400 kV et une partie des réseaux 225 kV) et la distribution (ouvrages entre 230 et 20 kV). Ils représentent 70 % des 100 000 km du réseau de transport.

risques hydrologiques, RTE estime à 64 M€ les besoins pour la seule région Île-de-France et l'étude en cours de la Caisse centrale de réassurance précitée permettra de donner une vision des besoins d'investissement sur l'ensemble du territoire.

S'agissant d'Enedis, les dépenses d'adaptation à venir résultent de la poursuite des actions en cours. En effet, ces prévisions de dépenses reposent sur des programmes lancés depuis des années. Elles sont retracées dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 21 : estimation des principales dépenses d'adaptation à venir pour Enedis (M€)

Aléas climatiques	Actions / programmes	Montant
Tempêtes, vents, neige	Fils nus	1 200
	Plan aléas climatiques et rénovations programmées	8 200
Chaleur	Câbles CPI moyenne tension	2 300
	Câbles CPI basse tension	2 900
Inondations	Île-de-France	500

Source : Cour des comptes, à partir de Capex 2040 (Enedis)

Ces prévisions de dépenses ne couvrent sans doute pas l'ensemble des besoins d'investissement, notamment sur le risque d'inondations, et ne prennent pas non plus en compte l'évolution des risques à horizon 2050 et au-delà. Le futur plan de développement du réseau devra constituer une première étape dans l'identification exhaustive et dans le chiffrage des besoins d'adaptation à climat actuel et à climat futur.

D - Intégrer les enjeux climatiques dans les dépenses globales d'investissement

Tous les gestionnaires de réseaux anticipent une forte augmentation de leurs dépenses d'investissement résultant des raccordements des parcs de production renouvelables, mais aussi des renouvellements de matériels liés au vieillissement des infrastructures.

1 - Une augmentation massive des investissements liés à la transition énergétique

RTE³⁴¹ évalue les besoins d'investissement sur le réseau de transport, selon six scénarios de mix de production, à un montant cumulé compris entre 43 et 90 Md€ au cours de la période 2035-2050 mais ce chiffrage nécessite une mise à jour. Le raccordement des parcs éoliens en mer en constitue le premier poste d'investissements dans cinq des six scénarios ; il est compris entre 34 et 41 % de leur montant total.

Pour sa part, Enedis prévoit que ses investissements annuels devraient atteindre un montant de 5,5 Md€ en 2030, soit une augmentation de 40 % par rapport au niveau actuel (hors Linky). Cette augmentation résulte de l'électrification croissante des usages, dont le développement de la mobilité électrique, ainsi que de la croissance de la production renouvelable. Au cours de la période 2022-2040, Enedis prévoit des investissements à hauteur de 96 Md€ (hors inflation).

2 - Des investissements contraints par des sous-investissements passés

Dans son rapport sur les comptes et la gestion de RTE³⁴², la Cour a relevé l'enjeu industriel majeur que constitue le vieillissement du réseau de transport, dont les dépenses de renouvellement sont appelées à augmenter de façon très importante.

RTE - Un réseau vieillissant

Le maillage territorial du réseau de transport résulte de vagues successives de grands travaux. La première date de l'après-guerre, avec le réseau électrique 225 kV. Le réseau très haute tension (400 kV) s'est développé à partir de 1975 pour accompagner le développement de la production nucléaire et des interconnexions.

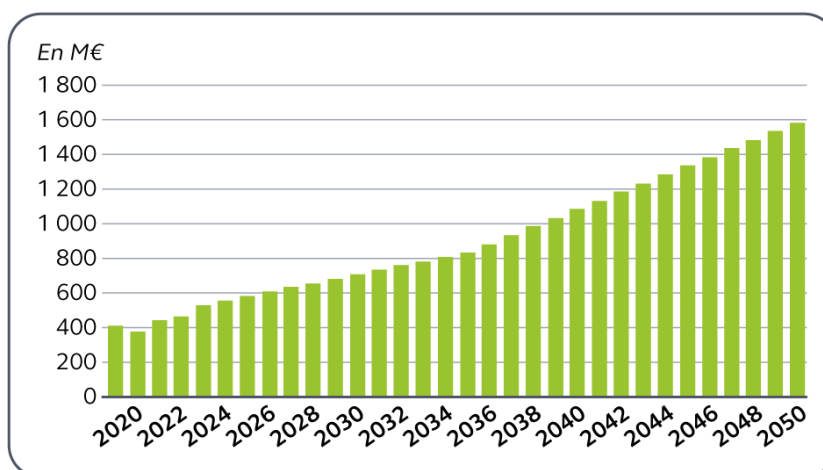
Une grande partie des lignes sont encore en service et imposent un renouvellement calé sur ces grandes périodes d'investissements. L'âge moyen du réseau de transport d'électricité est d'environ 50 ans, globalement supérieur aux autres États européens. Le vieillissement concerne essentiellement le réseau aérien.

³⁴¹ Étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE.

³⁴² Observations définitives : Réseau de transport d'électricité (RTE) (ccomptes.fr)

Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de 2019 évoquait un « mur de renouvellement » et évaluait l'effort financier à 530 M€ par an, en moyenne, sur 15 ans. L'étude « Futurs énergétiques 2050 » a réévalué ce montant et anticipe des dépenses annuelles de l'ordre de 650 M€ par an au cours de la période 2020-2035 et de 1,3 Md€ par an au cours des années 2035-2050. La trajectoire pourrait être une nouvelle fois revue à la hausse dans le nouveau schéma décennal.

Graphique n° 31 : évolution des dépenses de renouvellement pour le réseau de transport (2020-2050)



Source : RTE (futurs énergétiques 2050)

Concernant Enedis, la Cour a relevé, dans son rapport sur les comptes et la gestion de l'entreprise publié en mai 2021, que la baisse des dépenses de modernisation du réseau à la fin des années 2010 avait conduit à freiner le rythme de réalisation de certains programmes. Ces dépenses décalées se cumulent aujourd'hui avec les investissements de raccordement des énergies renouvelables en forte croissance.

Des arbitrages seront nécessaires afin que l'augmentation des dépenses ne conduise pas à un relèvement excessif des tarifs d'électricité des consommateurs. La maîtrise des coûts impose également que les enjeux climatiques, présents et futurs, soient intégrés de façon systématique et anticipée dans les choix d'investissements.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le changement climatique accroît la vulnérabilité des réseaux de transport et de distribution. En particulier, l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des épisodes de chaleur ou de pluies torrentielles est susceptible de causer des dommages aux équipements ou d'affecter leur performance.

Les gestionnaires de réseaux ont commencé à prendre des mesures pour faire face à ces risques accrus. Les premières d'entre elles, intervenues dans le prolongement des tempêtes exceptionnelles de 1999, se sont concentrées sur la résilience du réseau face aux tempêtes et vents forts.

Les stratégies d'adaptation se sont progressivement élargies à d'autres risques. Ainsi, la canicule de 2003 a mis en lumière les défaillances de certains câbles du réseau souterrain, conduisant les gestionnaires à remplacer des portions entières du réseau. De même, la crue de la Seine en 2016 a conduit les deux principaux gestionnaires de réseaux, RTE et Enedis, à travailler ensemble à une cartographie de leurs ouvrages.

Les gestionnaires de réseau doivent prendre en compte des conditions climatiques à des horizons de temps plus éloignés que ceux qui sont aujourd'hui retenus dans le cadre des plans d'investissements. La durée de vie moyenne des ouvrages pouvant aller jusqu'à 80 ans, voire plus, un équipement nouvellement mis en service devra être en état de fonctionner dans les conditions climatiques de 2100 et au-delà. L'État doit veiller à la prise en compte adaptée de ces enjeux dans les investissements futurs à travers les contrats de service public.

Les gestionnaires des réseaux électriques font également face à des défis considérables pour assurer le renouvellement d'équipements vieillissants et pour accompagner le développement de la production d'énergies renouvelables dans un contexte de croissance anticipée de la demande électrique. Les enjeux climatiques doivent être intégrés, de façon systématique et anticipée, dans la planification globale de leurs investissements.

La Cour formule les recommandations suivantes :

1. *modifier l'arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributeurs d'énergie électrique pour prendre en compte l'évolution des risques liés au changement climatique (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2025) ;*
 2. *intégrer dans les contrats de service public conclus entre l'État et les gestionnaires de réseaux (existant pour RTE, à élaborer pour Enedis) des objectifs d'adaptation au changement climatique (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, RTE et Enedis, 2024) ;*
 3. *publier sans délai le décret d'application prévu par l'article L. 322-11 du code de l'énergie afin de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution concernés d'élaborer, en concertation avec les parties prenantes, les plans de développement du réseau (PDR) (ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024) ;*
 4. *identifier et mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique des réseaux électriques de transport et de distribution, en fonctionnement et en investissement (RTE, Enedis 2024).*
-

Réponses reçues à la date de la publication

Réponse du président de Réseau de transport d'électricité (RTE).....	386
Réponse de la présidente d'Enedis	387
Réponse de la présidente de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).....	389

Destinataire n'ayant pas d'observation

Monsieur le ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires

Destinataire n'ayant pas répondu

Madame la ministre de la transition énergétique

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

RTE accueille favorablement les recommandations et les observations que la Cour formule dans ce chapitre. Celles-ci vont dans le sens d'une meilleure prise en compte du changement climatique et d'un renforcement de l'adaptation des réseaux électriques à l'augmentation des températures en France, au regard de la volonté de l'État de préparer notre pays à un scénario à + 4 °C par rapport à l'ère préindustrielle.

Plus généralement, le réchauffement climatique aura des impacts sur le fonctionnement d'ensemble de notre système électrique, qu'il s'agisse de la consommation, de la production ou du transport et de la distribution d'électricité. En 2021, l'étude de RTE sur les Futurs énergétiques 2050 s'était appuyée sur une description fine de l'évolution probable du climat de notre pays, afin de quantifier la probabilité d'événements extrêmes tels que vagues de froid, canicules, tempêtes, épisodes de sécheresse et leurs conséquences sur le système électrique. Par ailleurs, la récente publication du Bilan prévisionnel 2023 a permis de réaffirmer la nécessité de développer de nouvelles capacités de production, de maîtriser la consommation d'électricité ainsi que d'accroître le potentiel de flexibilité du système électrique français dans le but d'augmenter sa résilience face aux aléas climatiques ou d'autres natures.

En ce qui concerne le réseau de transport d'électricité, il convient tout d'abord de rappeler que sa logique même de conception intègre une notion de résilience à travers la redondance des chemins électriques offerts entre deux points du réseau, via un fort maillage territorial. Cette résilience structurelle constitue une première réponse importante vis-à-vis d'événements climatiques extrêmes mais localisés.

Pour autant, l'infrastructure de transport d'électricité, majoritairement aérienne, reste exposée à des événements climatiques géographiquement étendus. Ce fut le cas notamment des tempêtes de décembre 1999 qui ont balayé une vaste portion du territoire. Nous avons su tirer les enseignements de ces événements et RTE s'est organisé pour renforcer son infrastructure, dès sa conception, et la rendre résiliente sur le long terme à des risques de tempêtes et de vents violents. Cette résilience a d'ailleurs pu être vérifiée lors de la tempête Ciaran qui a frappé les côtes bretonnes et le nord-ouest de la France en novembre 2023 et au cours de laquelle les impacts sur les infrastructures aériennes de transport d'électricité ont été très contenus.

Pour l'avenir, RTE procède actuellement à la mise à jour de son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) qui précisera, courant 2024, les évolutions du réseau de transport d'électricité indispensables pour atteindre la neutralité carbone et ce jusqu'à l'horizon 2040. Pour la mise en œuvre de ce schéma, RTE assurera le renouvellement et la construction de nombreux ouvrages dont la durée de vie peut atteindre 80 ans. Il apparaît effectivement indispensable d'assurer que ces nouvelles infrastructures soient construites dans une optique de résilience au climat de 2050, voire de 2100. La résilience du réseau de transport au changement climatique occupera donc une place importante dans le prochain schéma décennal et s'appuiera sur différents travaux relatifs aux fortes chaleurs ou, en partenariat avec la Caisse Centrale de Réassurance (CCR), sur les risques d'inondation et de submersion.

RTE s'efforcera enfin de répondre à la recommandation n° 4 de la Cour qui préconise d'identifier et de mesurer les coûts d'adaptation au changement climatique des réseaux électriques de transport, en fonctionnement et en investissement. Le prochain schéma décennal en sera le vecteur d'explicitation, tant en consistance de travaux qu'en volumes d'investissements, au travers d'une méthode transparente. Je souhaite toutefois souligner qu'un tel exercice sera de nature largement plus économique que comptable. En effet, au regard de la nature de nos équipements, il est rarement possible d'isoler la part attribuée à des besoins d'adaptation, de celle qui répond à d'autres contraintes de vieillissement des actifs ou d'augmentation et de modification des flux d'électricité. Concrètement, l'adaptation au changement climatique passe, selon les cas, par une légère surélévation des pylônes, une augmentation de la section des câbles souterrains, un renforcement des fondations, ce qui explique notre difficulté à identifier ces coûts ex post dans notre comptabilité, mais qui n'empêche pas de reconstituer ces coûts par des méthodes appropriées.

RÉPONSE DE LA PRÉSIDENTE D'ENEDIS

La grande qualité des échanges et des travaux qui ont été menés entre la Cour des comptes et les équipes d'Enedis tout au long de l'enquête ont permis d'aboutir à un résultat d'une grande pertinence et d'une grande précision auquel Enedis souscrit globalement.

Enedis est pleinement consciente de la nécessité d'adapter les réseaux au changement climatique et très engagée en ce sens depuis plusieurs décennies déjà. Je me réjouis que le rapport présente les choses sous cet éclairage, sans minimiser les enjeux humains, techniques, financiers qui sont encore en grande partie devant nous.

Comme la Cour le fait remarquer, Enedis peut toutefois s'appuyer sur une longue expérience. Notre entreprise a pris des mesures d'ampleur pour faire face aux risques climatiques depuis la fin des années 1990, après les tempêtes Lothar et Martin, et a fait évoluer son modèle d'exploitation des réseaux, du déploiement des premiers systèmes de manœuvre télécommandée au pilotage permis par les technologies les plus récentes. Notre capacité de réponse aux crises a été largement développée depuis, et les stratégies d'adaptation se sont progressivement élargies à de nouveaux risques. Les tempêtes de l'automne 2023, Ciarán et Domingos, ont apporté la preuve que d'une part il fallait continuer à œuvrer pour consolider le réseau face à des événements plus fréquents et plus forts, et d'autre part qu'Enedis était capable de répondre rapidement et efficacement par une mobilisation d'ampleur.

Les plans d'adaptation aux aléas climatiques et la suppression progressive des technologies les plus incidentogènes que nous avons mis en œuvre sont bien valorisés par la Cour. Ces adaptations sont en effet déployées de la manière la plus fine possible en fonction des observations les plus récentes et des moyens les mieux calibrés.

Vous soulignez également que les enjeux d'adaptation supposent une excellente coopération entre les différents acteurs, soyez à nouveau assurés que cette ligne conduite imprègne notre action nationale et locale partout sur le territoire.

Alors que s'ouvre par ailleurs un nouveau chapitre de la stratégie française pour l'énergie et le climat, il est utile de rappeler que le document préliminaire au plan de développement du réseau d'Enedis qui comprend toute une partie consacrée à la résilience du réseau face aux risques climatiques, sera étoffé prochainement. Enedis s'attachera de plus à le mettre en œuvre.

Enedis prévoit en effet, comme cela est indiqué dans les pages conclusives du relevé d'observations provisoires, une augmentation à hauteur des 25 % de ses investissements annuels d'ici 2032, avec un passage de 4,4 Mds€/an en 2022 à plus de 5 Mds€/an à horizon 2032, incluant non seulement la poursuite des programmes en cours répondant au risque climatique, mais également l'intégration de l'évolution des usages, conséquence de la transition énergétique, dans la planification de ses investissements. Les investissements de long terme font quant à eux l'objet d'études prospectives de plus en plus précises. Le gestionnaire de réseau prend en compte différents horizons temporels afin de cadrer au mieux les investissements nécessaires au renouvellement et à la consolidation des réseaux en fonction des conditions climatiques qui seront celles de la fin de notre siècle.

Ces investissements s'inscriront dans un cadrage stratégique précis et une gestion opérationnelle efficace, qui s'appuiera en particulier sur toutes les souplesses offertes par le pilotage du réseau avec l'aide des flexibilités et de la gestion de données en masse. Bien conduits, ces choix permettront de larges économies et éviteront de nombreux investissements lourds, en particulier dans de nouveaux moyens de production.

La Cour a souhaité formuler plusieurs recommandations dont deux s'adressent aux gestionnaires de réseau. Enedis en prend bonne note. Elle peut d'ores et déjà s'appuyer sur le socle des travaux déjà engagés pour y répondre à court terme et ne manquera pas, dans les mois qui viennent, de renforcer encore l'arsenal de ses outils scientifiques et techniques, comme sa stratégie, pour adapter le réseau de distribution publique d'électricité au changement climatique dans les prochaines décennies.

RÉPONSE DE LA PRÉSIDENTE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)

En préambule, je souhaitais tout d'abord vous remercier pour la qualité des échanges menés dans le cadre de ces travaux avec les services de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et pour la prise en compte de nos remarques dans le cadre de la rédaction de votre rapport.

Je souhaitais également souligner l'importance que la CRE accorde aux politiques d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, ainsi qu'au maintien d'un haut niveau de qualité d'alimentation en France.

Dans le cadre de ses compétences relatives aux investissements dans le réseau de transport d'électricité, la CRE s'assure que RTE prévoit les investissements nécessaires à la sécurité du réseau et à un haut niveau de résilience. De même, les documents prospectifs des opérateurs, schéma décennal de développement du réseau (SDDR) pour RTE et, prochainement, les plans de développement de réseau (PDR) pour les gestionnaires de réseaux de distribution de plus de 100 000 clients, sont soumis à son examen. La CRE s'assure ainsi de la pertinence de la méthodologie retenue pour les choix d'investissements, et de son adéquation avec les besoins actuels et futurs du réseau.

Depuis plusieurs périodes tarifaires, la CRE a fixé dans le TURPE des objectifs de qualité d'alimentation ambitieux aux gestionnaires de réseaux et une régulation incitative, qui ont permis une réduction durable de la durée et de la fréquence des coupures. Pour respecter ces objectifs,

les gestionnaires de réseaux ont notamment mis en œuvre des politiques d'investissements permettant de sécuriser les ouvrages les plus sensibles en cas d'événements climatiques.

Le projet de chapitre de votre rapport évoque la nécessaire clarification des stratégies d'investissements des gestionnaires de réseaux en matière de résilience au changement climatique.

Cet objectif de clarification est poursuivi par la CRE et il est notamment pleinement intégré dans les travaux en cours avec RTE sur son prochain SDDR. S'agissant des réseaux publics de distribution, je souscris pleinement à la troisième recommandation de votre projet (« publier sans délai le décret d'application prévu par l'article L. 32211 du code de l'énergie afin de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution concernés d'élaborer, en concertation avec les parties prenantes, les Plans de développement du réseau (PDR) »), qui permettra une meilleure visibilité sur la prise en compte des enjeux climatiques et les investissements associés.

Il est à noter que si la résilience au changement climatique doit être un des paramètres pris en compte dans la définition des stratégies d'investissements, il ne doit pas être le seul. Les réseaux de transport et de distribution d'électricité font en effet face à de multiples enjeux tels que le développement accéléré de la production d'origine renouvelable, notamment l'éolien en mer pour RTE, la montée en puissance de la mobilité électrique ou encore les enjeux de décarbonation de la consommation. Les gestionnaires de réseaux doivent intégrer l'ensemble de ces enjeux dans leur stratégie de dimensionnement, tout en maîtrisant la hausse des coûts pour les consommateurs d'électricité.

Sur ce dernier point, je souhaite insister sur la nécessaire prise en compte de la soutenabilité financière des trajectoires qui seront élaborées par les gestionnaires de réseaux. RTE et Enedis sont confrontés à une très forte hausse de leurs investissements. Votre projet de chapitre évoque d'ailleurs cette question, au regard notamment des prévisions de l'étude « Futurs énergétiques 2050 », qui pourraient être revues à la hausse dans le nouveau SDDR.

L'adaptation au changement climatique des réseaux électriques, objectif que la CRE partage pleinement, devra donc faire l'objet, comme mentionné dans votre projet, d'analyses coûts-bénéfices comme les autres politiques d'investissements de RTE et Enedis.
