Document d'analyse

01

FR

Préparer le réseau électrique de l'UE à la neutralité carbone

COUR DES COMPTES EUROPÉENNE

2025

Table des matières

	Points
Synthèse	I - VII
Introduction	01 - 14
L'électrification, moteur de l'action de l'UE pour le climat	01 - 02
La politique de l'Union façonne le système électrique de l'avenir	03 - 09
Le réseau électrique de l'UE	10 - 12
Rôles et responsabilités	13 - 14
Étendue et approche de l'analyse	15 - 19
Investissements dans le réseau au sein de l'UE	20 - 39
La transition énergétique requiert des investissements à grande échelle dans le réseau	20 - 23
Le rythme actuel des investissements des gestionnaires est en deçà des besoins estimés par la Commission	24 - 26
Les projets d'infrastructure de réseau prennent plus de temps que les projets d'énergies renouvelables	27 - 29
La rapidité des investissements pâtit de la lenteur et de la complexité des préparatifs	30 - 37
Planification du réseau	31 - 34
Octroi des permis, équipements et main-d'œuvre qualifiée	35 - 37
Initiatives de l'UE visant à accélérer les investissements dans le réseau	38 - 39
Optimisation des investissements dans le réseau	40 - 58
Les mesures de flexibilité réduisent les besoins en investissements dans le réseau	40 - 43
Perspectives d'accroissement de la flexibilité du réseau	44 - 47

L'approvisionnement comme levier de la flexibilité du système, tandis que des solutions émergent en matière de gestion de la demande et de stockage 48 - 55

Souplesse de l'offre et de la demande 48 - 51

Solutions de stockage 52 - 53

Prosommateurs et communautés énergétiques 54 - 55

Initiatives de l'UE visant à favoriser les mesures de flexibilité 56 - 58

Financement des investissements dans le réseau 59 - 77

Les cadres réglementaires influent sur les décisions d'investissement 59 - 61

L'impact des investissements réseau sur les factures d'électricité est peu clair 62 - 67

Les gestionnaires de réseau ont besoin d'accéder à des financements 68 - 74

Initiatives de l'UE en matière de financement 75 - 77

Observations finales 78 - 82

Annexe I – Évolution de la politique de l'UE relative aux réseaux électriques

Annexe II – Principales caractéristiques des réseaux électriques de l'UE

Annexe III – Évolution des objectifs de l'UE en matière de climat et d'énergie

Annexe IV – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE en matière de planification

Annexe V – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE pour favoriser la flexibilité

Annexe VI – Cadres réglementaires régissant la rémunération des gestionnaires de réseau dans les États membres de l'Union

Annexe VII – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE en matière de cadres réglementaires régissant la rémunération des gestionnaires de réseau

Annexe VIII – Sources de financement de l'UE en faveur des investissements dans les infrastructures de réseaux électriques

Sigles et acronymes

Glossaire

Équipe de la Cour

Synthèse

I Nous tenons souvent pour acquis qu'il suffit d'actionner l'interrupteur pour que l'électricité soit disponible. Mais en coulisse, un savant équilibre doit être trouvé, l'électricité devant être soit consommée soit stockée à l'instant où elle est produite. Dans les villes animées comme dans les lieux plus reculés, le réseau électrique européen doit, constamment et invariablement, transporter et distribuer le courant dans les foyers et les entreprises. Avec ses 11,3 millions de kilomètres de ligne, soit 282 fois le tour de la terre, il dessert 266 millions de clients particuliers et professionnels.

II À l'heure où les décisions sur la neutralité climatique façonnent l'avenir, il importe de se demander si le réseau est prêt pour la neutralité carbone. Le réseau doit permettre de faire face à la consommation et intégrer de manière fiable les énergies renouvelables pour stimuler la décarbonation et assurer la sécurité de l'approvisionnement, tout en maintenant les prix de l'électricité à un niveau abordable. Notre document d'analyse dresse un état des lieux du réseau électrique de l'UE, des politiques y afférentes et des grandes tendances qui se dégagent. Alors que des mesures décisives peuvent encore être prises, il expose également les défis et les possibilités associés à des solutions plus efficientes dans le contexte de la transition énergétique.

III Le présent document n'est pas un rapport d'audit; il s'agit d'un document d'analyse qui repose essentiellement sur des informations publiques ou sur des informations collectées spécialement à cet effet. Pour donner une vue d'ensemble de la situation, nous avons effectué des visites d'information dans deux États membres, et eu des échanges avec la Commission, les autorités de régulation nationales et d'autres parties prenantes. Nous avons passé en revue les plans de développement du réseau et analysé les données sur la capacité financière des gestionnaires de réseau.

IV Des investissements à grande échelle doivent être réalisés dans le réseau afin d'atteindre l'objectif de «zéro émission nette» à l'horizon 2050. Selon les estimations de la Commission, de 1 994 milliards à 2 294 milliards d'euros sont nécessaires pour répondre aux besoins d'ici à cette échéance, et le simple maintien des niveaux d'investissement actuellement prévus ne suffira pas. Il est admis qu'il faut de toute urgence redoubler d'effort pour accélérer le rythme des investissements. La réussite dépend de la capacité à répondre aux grands enjeux que représentent, par exemple, la coordination de la planification du réseau à travers l'UE, la simplification des procédures d'octroi de permis et la lutte contre les pénuries d'équipement et de main-d'œuvre.

V Les besoins en investissements peuvent être tempérés grâce à un assouplissement du réseau et de l'ensemble du système électrique. Les ambitions européennes en matière de neutralité carbone et d'indépendance énergétique accrue tombent à point nommé pour promouvoir des solutions efficientes comme la modulation de la demande (dite «participation active de la demande»), le stockage de l'électricité et les technologies de pointe en matière de réseaux, qui contribuent à limiter la nécessité de procéder à des extensions à grande échelle des infrastructures. Les consommateurs d'électricité qui en produisent également ont aussi un rôle important à jouer dans ce nouveau système énergétique, plus souple.

VI Les cadres réglementaires sont primordiaux pour garantir la disponibilité d'investissements suffisants dans le réseau, en ce qu'ils déterminent les recettes et la rémunération des gestionnaires de réseau. Les modalités de financement revêtent une importance particulière dans une situation où certains gestionnaires sont confrontés à un risque de crédit plus élevé et peinent à accéder aux indispensables investissements en amont. Les conséquences à long terme des investissements réseau sur les factures d'électricité sont peu claires et difficilement prévisibles. S'il est possible que les tarifs de réseau augmentent à brève échéance, la Commission estime que le prix de la production d'électricité restera relativement stable à long terme grâce au recours croissant à des énergies renouvelables meilleur marché.

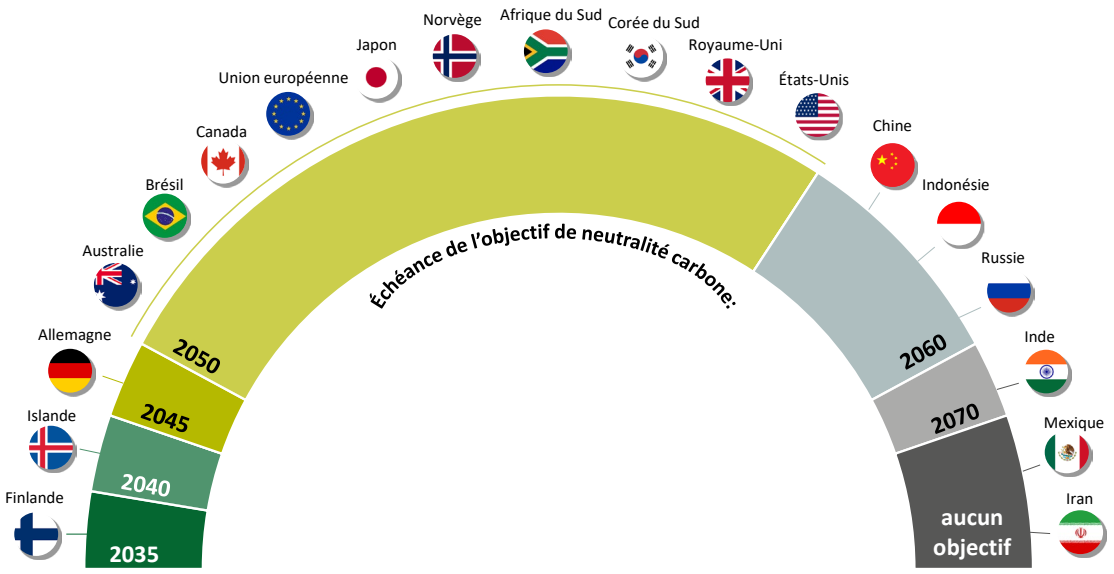
VII L'Union européenne a un rôle crucial à jouer dans la préparation du réseau en vue de la neutralité carbone. Notamment en améliorant la gouvernance et la planification générales, et en mettant en place l'environnement réglementaire requis. En parallèle, il incombe aux États membres et aux gestionnaires de développer le réseau et de résoudre les difficultés d'ordre pratique, réglementaire et financier.

Introduction

L'électrification, moteur de l'action de l'UE pour le climat

01 En 2015, le monde a conclu un accord contraignant pour lutter contre le changement climatique et limiter le réchauffement de la planète à moins de 2 °C au-dessus des niveaux préindustriels. Il faut pour cela réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre et transformer radicalement les systèmes de production d'énergie, qui génèrent une part importante de ces émissions. Dans le cadre de cet effort mondial, l'UE s'est engagée à parvenir à «zéro émission nette» à l'horizon 2050 (voir *figure 1*).

Figure 1 – Aperçu comparatif de l'action de l'UE pour le climat



Source: Cour des comptes européenne, sur la base du rapport de l'AIE intitulé *Global Energy and Climate Model*, section 1.1.2 «Announced Pledges Scenario», AIE, Paris, 2024, sous licence CC BY 4.0.

02 Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la décennie actuelle est cruciale pour l'action pour le climat. Les économies avancées sont invitées à décarboner leur secteur de l'électricité d'ici à 2035, cette énergie étant appelée à jouer un rôle de plus en plus important dans le système énergétique global. Selon les prévisions, la demande en électricité devrait plus que doubler de 2022 à 2050 (voir ***figure 2***), du fait d'une forte croissance dans les secteurs suivants:

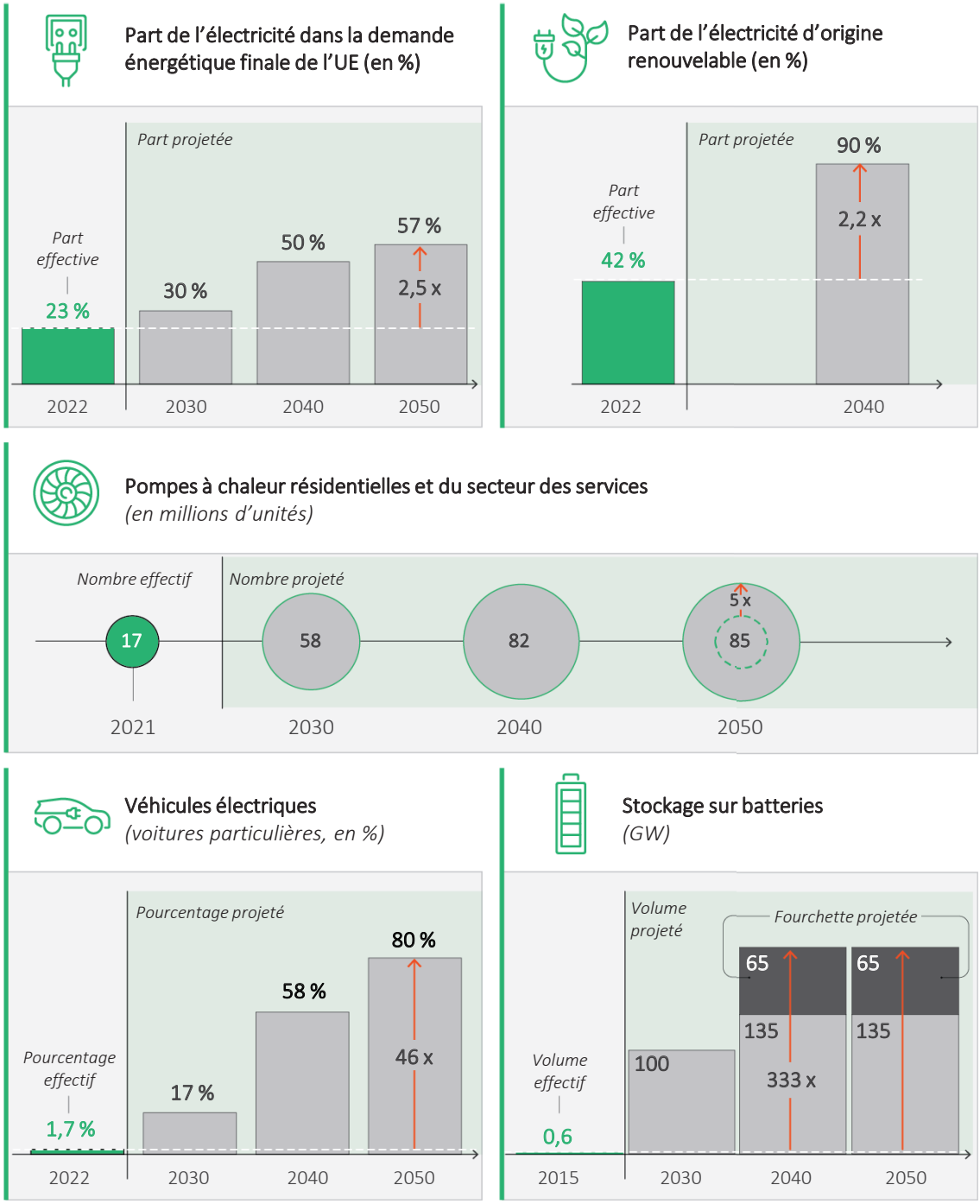
— les transports (par exemple, avec les véhicules électriques);

— le chauffage (par exemple, avec les pompes à chaleur électriques);

— l'industrie (avec l'électrification accrue des processus).

Les énergies renouvelables sont au cœur de la transition énergétique. En effet, en 2023, elles représentaient déjà 30 % de la production mondiale d'électricité. L'une des réussites majeures de l'UE est d'avoir produit 42 % de son électricité à partir de sources renouvelables en 2022.

Figure 2 – Les tendances en matière d'électricité dans l'Union européenne



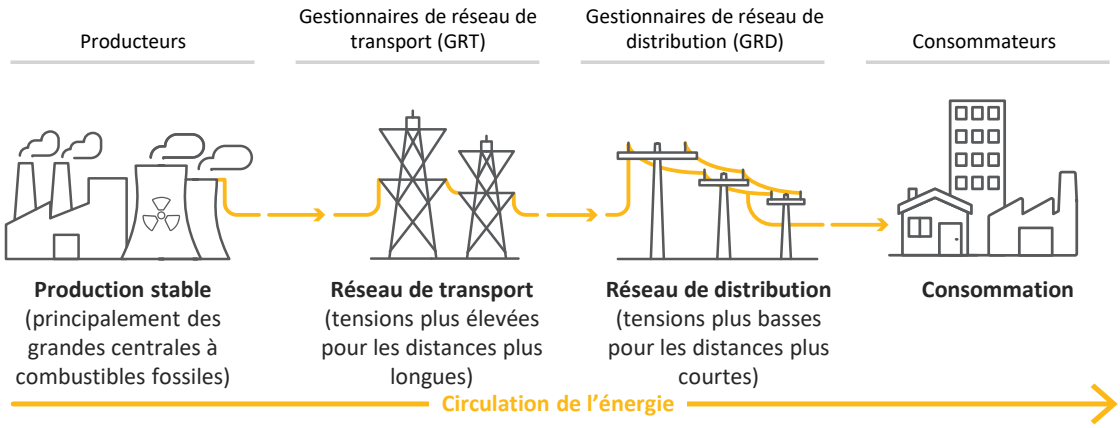
Source: Cour des comptes européenne, sur la base des données d'Eurostat pour les chiffres réels et, pour le reste, de données de la Commission extraites des documents «Garantir notre avenir» (COM(2024) 63 et SWD(2024) 63) et *Heat Pumps in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets*, ainsi que du document SWD(2021) 307 accompagnant le rapport de la Commission intitulé «Progrès réalisés en matière de compétitivité des énergies propres».

La politique de l'Union façonne le système électrique de l'avenir

03 La politique de l'UE en matière d'électricité est l'un des pans d'une politique énergétique plus vaste. Elle vise à créer un marché interne de l'électricité qui soit compétitif, sûr et durable et qui soutienne à la fois les objectifs climatiques de l'UE et sa croissance économique.

04 Le marché de l'électricité était autrefois dominé par des monopoles verticalement intégrés, l'électricité allant en sens unique des grandes centrales électriques jusqu'aux consommateurs en passant par des réseaux électriques gérés par la collectivité (voir ***figure 3***).

Figure 3 – Réseau électrique traditionnel



Source: Cour des comptes européenne.

05 L'entrée en vigueur des premier, deuxième et troisième paquets législatifs sur l'énergie a ouvert à la concurrence un marché de l'électricité autrefois monopolistique. Cette évolution a été bénéfique pour les consommateurs. En outre, grâce à une meilleure interconnexion des réseaux des États membres, elle a facilité le commerce transfrontalier de l'électricité et amélioré la sécurité de l'approvisionnement. Aujourd'hui, seuls les réseaux restent sous monopole et sont régis par les autorités de régulation nationales (ARN). L'***annexe I*** présente l'évolution de la politique de l'UE en matière d'électricité et les actes législatifs y afférents.

06 Dans le cadre de cette politique, la priorité a commencé à être accordée à la décarbonation et à l'intégration des énergies renouvelables à mesure que l'UE prenait conscience de l'importance de la lutte contre le changement climatique. L'adoption du paquet de l'UE sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020 a marqué une première étape importante à cet égard. Le paquet «Énergie propre», qui s'en réclamait, a davantage mis l'accent sur l'abandon progressif des carburants fossiles et le passage à une économie neutre en carbone, imprimant une trajectoire que le pacte vert pour l'Europe et le paquet «Ajustement à l'objectif 55» sont ensuite venus conforter.

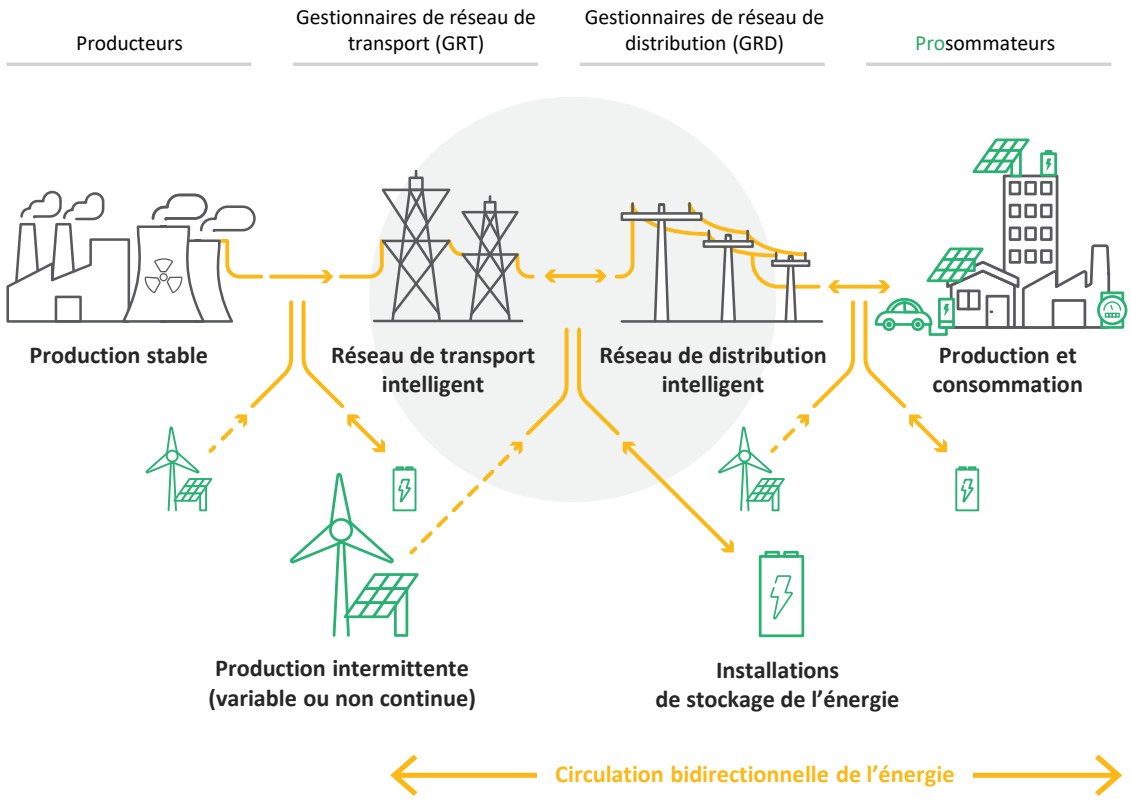
07 La crise énergétique, déclenchée à la fin de 2021 par la reprise post-COVID et des problèmes d'approvisionnement en gaz, s'est intensifiée en 2022 avec l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Elle a mis en exergue la nécessité de concrétiser l'ambition de l'UE de réduire sa dépendance aux sources d'énergie importées, tout en garantissant un accès sûr à une électricité bon marché. Pour ce faire, l'UE a adopté des mesures temporaires, suivies du plan REPowerEU et de la réforme de l'organisation du marché de l'électricité, qui était centrée sur la protection des consommateurs[1]. Le plan d'action de l'UE pour les réseaux de 2023 cible spécifiquement les réseaux électriques en vue d'améliorer leur développement, leur transparence et leur financement.

08 La politique de l'UE façonne le système électrique de deux manières. D'un côté, elle favorise la décentralisation en soutenant la production locale d'électricité (par exemple, à l'aide de panneaux solaires sur toitures ou encore d'éoliennes), la consommation locale (celle des ménages, par exemple), ainsi que l'utilisation de batteries pour stocker l'électricité au niveau local. De l'autre, elle promeut aussi la centralisation en appuyant les projets de grande envergure en matière d'énergies renouvelables, tels que les parcs d'éoliennes en mer et les centrales photovoltaïques, auxquels sont raccordés des infrastructures de transport à haute tension et des systèmes numériques et de contrôle avancés (voir ***figure 4***).

---

[1] Directive (UE) 2024/1711 et règlement (UE) 2024/1747 sur l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.

Figure 4 – Vers le système électrique de l'avenir



Source: Cour des comptes européenne.

09 Cette action combinée change la manière dont les réseaux électriques, en particulier les réseaux de distribution, sont gérés. Les réseaux de distribution intègrent de plus en plus souvent de nombreux générateurs de petite ou moyenne taille fonctionnant aux énergies renouvelables, ainsi que des ressources de flexibilité (par exemple, des systèmes de stockage). Ils sont également concernés par l'augmentation de la consommation due aux véhicules et aux pompes à chaleur électriques.
À l'horizon 2030, 70 % des sources d'électricité renouvelable devraient être connectées au niveau de la distribution, et cette part devrait passer à 80 % à l'horizon 2040. Cette évolution pose des défis singuliers aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

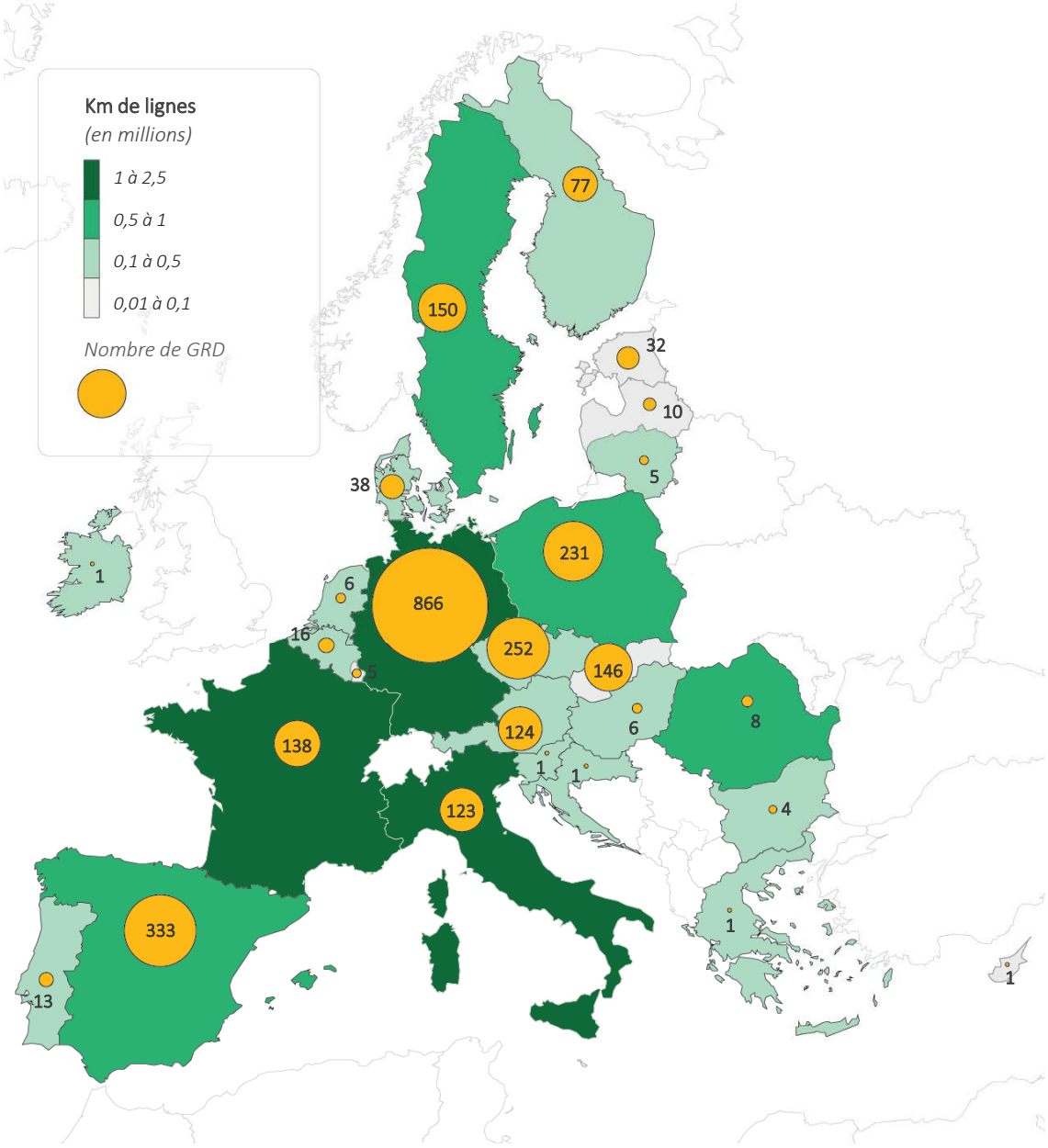
Le réseau électrique de l'UE

10 L'électricité est une ressource périssable, qui doit être soit consommée soit stockée à l'instant où elle est produite. Cela représente un défi permanent pour les gestionnaires de réseau, qui doivent maintenir un équilibre parfait entre une offre et une demande de plus en plus variables, notamment en heures de pointe, par exemple lorsque les villes s'éveillent le matin ou que les gens rentrent chez eux le soir. Que ce soit dans les villes animées, les villages éloignés ou les îles, le réseau doit partout garantir un approvisionnement fiable en électricité aux ménages et aux entreprises.

11 Le réseau électrique est la plus complexe et la plus vaste des infrastructures mises en place par l'homme dans le monde. Rien que dans l'UE, il s'étend sur 11,3 millions de kilomètres[2], soit 282 fois le tour de la terre (voir ***figure 5***). Le réseau de l'UE est géré par 2 500 GRD, qui en supervisent 96 %, et par 30 gestionnaires de réseau de transport (GRT), qui desservent 266 millions de clients (particuliers et professionnels) et relient entre eux 27 pays et de multiples régions. Il est une composante essentielle du réseau électrique européen au sens large, qui constitue le plus grand réseau interconnecté du monde. Des informations complémentaires sur le réseau de l'UE figurent à l'***annexe II***.

[2] Informations communiquées par les ARN à la Cour des comptes européenne et rapport du CEER intitulé *Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*, 2024.

Figure 5 – La plus grande infrastructure de l'UE: réseaux électriques et nombre de gestionnaires (2024)



Source: Cour des comptes européenne, sur la base de la carte de l'entité des GRD de l'Union intitulée *Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU* (2024) et d'informations communiquées par les ARN.

12 Le réseau électrique de l'UE est le plus étendu au monde mais, à l'instar de ceux d'autres économies avancées, il est aussi vieillissant. La durée de vie moyenne des lignes électriques va de 40 à 60 ans[3], selon qu'elles sont composées de câbles souterrains ou de lignes aériennes, et environ 40 % des réseaux de distribution ont aujourd'hui plus de 40 ans[4].

Rôles et responsabilités

13 De multiples acteurs jouent des rôles distincts et exercent diverses responsabilités dans le développement des réseaux électriques. La Commission joue une partition majeure dans ce développement, en ce qu'elle propose et chapeaute les politiques visant à mettre en place les réseaux transeuropéens, à promouvoir l'interconnexion des réseaux par-delà les frontières, à rendre les réseaux plus intelligents et à garantir leur interopérabilité. Elle œuvre également au bon fonctionnement du marché intérieur et à la sécurité énergétique, ainsi qu'à l'intégration des énergies renouvelables. À l'appui de ces objectifs, la Commission a élaboré des règles de marché et des orientations applicables aux investissements dans les infrastructures, qui reposent sur un cadre juridique[5]. Au niveau de l'UE, diverses entités (comme l'ACER, le REGRT-E ou encore l'entité des GRD de l'Union) se chargent, parmi d'autres missions particulières, de promouvoir la coopération et de renforcer la coordination entre les différents acteurs des systèmes électriques nationaux.

14 Les États membres sont responsables de la mise en œuvre de la politique énergétique de l'UE, et notamment de la réalisation conjointe des objectifs en matière de climat et d'énergies renouvelables grâce à leurs stratégies nationales. Ils doivent en outre créer les conditions propices aux investissements dans le réseau, promouvoir la flexibilité et veiller au fonctionnement efficient de leurs systèmes électriques. À ces égards, les ARN jouent un rôle important en établissant le cadre réglementaire dans lequel opèrent les gestionnaires de réseau (voir ***figure 6***).

---

[3] Agence internationale de l'énergie, *Electricity grids and secure energy transitions*, 2023, p. 25.

[4] Communication de la Commission «Un plan d'action de l'UE pour les réseaux» (COM(2023) 757), point 1.

[5] Le règlement (UE) 2022/869 sur les infrastructures énergétiques transeuropéennes, la directive (UE) 2019/944, et le règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité.

Figure 6 – Les principaux acteurs du système électrique de l'UE

Au niveau de l'UE

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

- Facilite la coopération entre les ARN et émet des recommandations et des avis à leur intention
- Assure le suivi des missions du REGRT-E et de l'entité des GRD de l'Union en matière de développement et de gestion du réseau
- Participe à l'élaboration des codes de réseau
- Approuve les propositions liées à l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne et nationale
- Approuve les modalités et conditions ou méthodologies (TCM) lorsque les ARN ne parviennent pas à s'accorder, y compris directement pour les TCM à portée européenne

Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (REGRT-E)

- Favorise la coordination entre GRT
- Conduit le plan décennal de développement du réseau et l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, y compris les scénarios énergétiques
- Facilite les réseaux électriques transfrontaliers et la transition numérique des réseaux électriques
- Élabore les codes de réseau

Entité des GRD de l'Union

- Favorise la coordination et la coopération entre GRD et GRT en matière de planification et d'exploitation du réseau
- Promeut la transition numérique et les réseaux intelligents, ainsi qu'une gestion des données et une cybersécurité renforcées
- Facilite les réseaux électriques transfrontaliers et la transition numérique des réseaux électriques
- Collabore avec le REGRT-E sur les codes de réseau et adopte les meilleures pratiques en matière d'efficience du réseau

Au niveau national

Autorités de régulation nationales (ARN)

- Fixent les tarifs, assurent la conformité et promeuvent une concurrence loyale
- Facilitent le commerce transfrontalier et l'intégration des énergies renouvelables
- Protègent les consommateurs et veillent à la qualité du service
- Promeuvent l'efficience énergétique, les réseaux intelligents la durabilité

Gestionnaires de réseau de transport (GRT)

- Gèrent le système de transport d'électricité à très haute et haute tension dans un pays ou une région
- Assurent l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport dans une zone donnée, y compris ses interconnexions avec d'autres systèmes
- Garantissent à long terme la capacité du réseau à répondre aux demandes raisonnables de transport de l'électricité

Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)

- Gèrent les systèmes de distribution d'électricité à haute, moyenne et basse tension dans un pays ou une région
- Assurent l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de distribution dans une zone donnée, y compris ses interconnexions avec d'autres systèmes
- Garantissent à long terme la capacité du système à répondre aux demandes raisonnables de distribution de l'électricité

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de la directive (UE) 2019/944, du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité et du règlement (UE) 2019/942 instituant l'ACER.

Étendue et approche de l'analyse

15 Le présent document d'analyse fait le point sur les difficultés liées à la préparation du réseau électrique à la neutralité carbone et dresse l'état des lieux des initiatives prises pour surmonter ces difficultés au niveau national et à celui de l'UE. Les questions se rapportant à la sécurité du marché intérieur de l'électricité, à savoir celles de la cybersécurité et de la protection des données, n'entrent pas dans le périmètre de notre analyse.

16 Notre document n'est pas un rapport d'audit, mais un document d'analyse reposant essentiellement sur des informations publiques ainsi que sur des informations collectées spécialement à cet effet. Contrairement aux audits, une analyse a une vocation descriptive et informative. Elle n'a pas pour finalité de déboucher sur des recommandations. En revanche, nous avons recensé les défis et les possibilités en matière de développement du réseau électrique de l'UE. Nous cherchons à sensibiliser sur le rôle essentiel que joue ce réseau dans la transition énergétique.

17 Au niveau de l'UE, nous nous sommes penchés sur les travaux de la Commission européenne concernant l'élaboration des politiques relatives aux réseaux électriques. Nous présentons une vue d'ensemble des financements de l'UE disponibles pour les investissements dans les infrastructures de réseau au titre des périodes de programmation 2014-2020 et 2021-227 (voir ***tableau 1***).

Tableau 1 – Sources de financement de l'UE en faveur des investissements dans les infrastructures de réseau examinées

Entité chargée de la gestion	Source de financement
Direction générale de l'énergie	Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE)
Direction générale de la politique régionale et urbaine	Fonds européen de développement régional (FEDER), Fonds de cohésion (FC) et Fonds pour une transition juste (FTJ)
Direction générale des affaires économiques et financières	Facilité pour la reprise et la résilience (FRR)
Direction générale de l'action pour le climat	Fonds pour la modernisation

Source: Cour des comptes européenne.

18 Pour ce qui est de la situation au niveau des États membres, nous présentons synthétiquement les nombreux investissements prévus dans les réseaux, les mécanismes réglementaires appliqués pour rémunérer les gestionnaires de réseau et les mesures prises pour améliorer la capacité d'adaptation du système électrique à l'évolution de l'offre et de la demande.

19 Notre analyse s'appuie sur des informations, des rapports et des documents publiquement accessibles. Nous avons consulté des experts externes et avons puisé des informations dans la base de données ORBIS. Nous avons en outre réalisé les travaux suivants:

- nous nous sommes rendus dans deux États membres (Allemagne et Italie) pour mieux comprendre leurs politiques relatives au réseau et la mise en œuvre de ces derniers. Ces deux États membres sont confrontés aux mêmes difficultés dans la gestion des flux d'électricité entre les zones de production d'énergie à partir de sources renouvelables et les zones de forte consommation, mais présentent des différences pour ce qui est de la structure dans laquelle s'inscrivent leurs gestionnaires, du cadre législatif, de l'adoption des compteurs intelligents et d'autres aspects encore;

- nous nous sommes entretenus avec des représentants des directions générales (DG) de la Commission chargées soit d'élaborer les politiques de l'UE relatives à l'électricité (DG ENER) soit de fournir les financements;

- nous avons recueilli des informations sur les meilleures pratiques et les investissements ainsi que des données sur l'électricité auprès des ARN des États membres, qui nous ont toutes répondu, à une exception près;

- nous avons discuté des défis et des possibilités liés à la préparation du réseau de l'UE à la neutralité carbone avec des représentants d'autres entités compétentes (l'ACER, le CEER, le REGRT-E, l'entité des GRD de l'Union, E.DSO, Ember, Eurelectric et le JRC);

- nous avons passé en revue les plans de développement du réseau des 30 GRT et des 57 plus grands GRD, qui représentent ensemble plus de trois quarts des consommateurs d'électricité de l'UE;

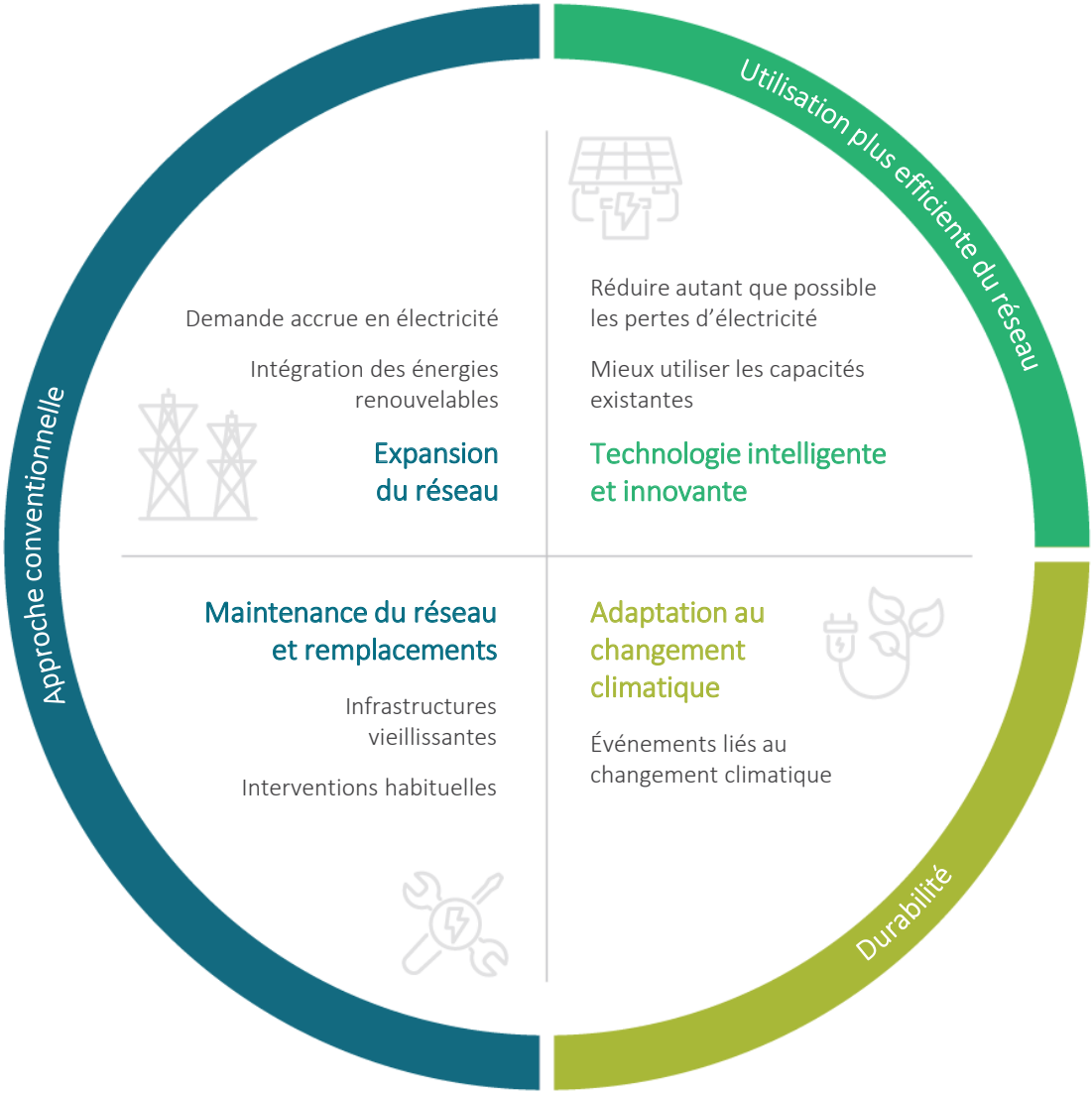
- nous avons analysé la capacité financière de 685 gestionnaires de réseau et le risque de crédit de 605 d'entre eux, qui représentent, dans les deux cas, plus de 90 % des consommateurs d'électricité de l'UE.

Investissements dans le réseau au sein de l'UE

La transition énergétique requiert des investissements à grande échelle dans le réseau

20 Le solaire et l'éolien sont les fers de lance de la transition énergétique, mais leur potentiel ne peut être pleinement exploité sans les infrastructures nécessaires pour acheminer l'électricité verte des sites de production jusqu'aux consommateurs.
Les réseaux de transport et de distribution sont des éléments clés de la transition énergétique qu'il convient d'étendre, de moderniser et d'entretenir pour répondre à la demande future. Cela suppose notamment de les convertir davantage au numérique et de les adapter au changement climatique.

Figure 7 – Les moteurs des investissements dans le réseau



Source: Cour des comptes européenne.

21 L'**expansion du réseau** est l'un des principaux moteurs des investissements. Elle est dictée par la demande croissante en électricité (en particulier, une augmentation attendue de 60 % de la consommation quotidienne en heure de pointe entre 2020 et 2050) et par les endroits où des sources d'énergies renouvelables sont disponibles. Les centrales électriques émettrices de carbone étaient souvent stratégiquement situées à proximité des grands centres de consommation et des zones habitées afin de réduire autant que possible les pertes d'électricité et la longueur des lignes de transmission requises. Mais aujourd'hui, étant donné que l'électricité tend à être produite davantage à partir de sources d'énergie renouvelables, les lieux de production sont souvent situés dans des régions ensoleillées ou venteuses où des terrains sont disponibles, et le réseau doit donc être étendu pour atteindre ces sites.

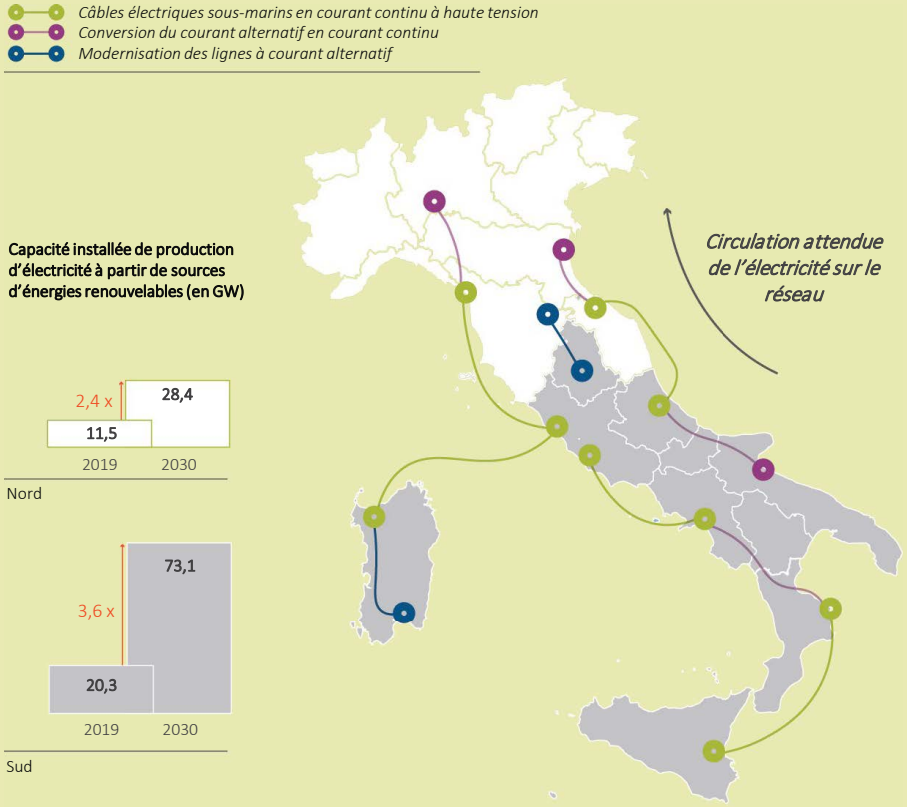
22 En outre, contrairement aux centrales électriques traditionnelles, qui permettent de moduler la production en fonction de la demande, les sources d'énergie renouvelables sont caractérisées par une intermittence et une variabilité plus fortes étant donné que le volume d'électricité produite dépend des conditions météorologiques, un facteur qui complique l'équilibrage du système. Par ailleurs, le réseau européen a été conçu à l'origine pour opérer en courant alternatif (un type de courant électrique qui change de sens plusieurs fois par seconde à intervalles réguliers). Or, plusieurs sources d'énergie renouvelables produisent du courant continu (ne circulant que dans un seul sens), qui doit être converti pour être compatible avec le réseau et pouvoir être utilisé. Par conséquent, un renforcement du réseau, l'installation d'équipements spécifiques et le recours à des **technologies intelligentes et innovantes**, donc plus modernes, peuvent s'avérer nécessaires pour adapter le réseau à ces sources d'énergie (voir ***encadré 1***).

Encadré 1

Transport de grands volumes d'électricité renouvelable grâce à la technologie moderne en Italie

En Italie, la capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables devrait tripler d'ici à 2030. Cette production est surtout localisée dans les régions ensoleillées du sud, tandis que la consommation a majoritairement lieu (pour environ deux tiers en 2023) dans celles, industrialisées, du nord. Le GRT italien (Terna) a proposé un projet d'une valeur de 11 milliards d'euros (baptisé «*hypergrid*») afin de stimuler les échanges d'électricité entre le nord et le sud du pays. Ce projet doublera pratiquement la capacité d'échange, qui passera de 16 GW à plus de 30 GW, grâce à la modernisation des lignes électriques à l'aide des technologies de courant continu à haute tension, et à l'ajout de nouvelles connexions sous-marines.

L'*hypergrid* après 2032



Source: Cour des comptes européenne, sur la base de données de Terna.

23 Les travaux **de maintenance et de renouvellement du réseau** constituent un autre moteur clé des investissements, notamment en raison de l'âge avancé de l'infrastructure. L'adaptation au **changement climatique** requiert également des investissements (voir ***encadré 2***), par exemple dans des matériaux plus robustes et plus résistants aux intempéries ou dans des sous-stations capables de faire face aux inondations en cas de montée des eaux. La Commission a souligné qu'à défaut d'adaptation, les dégâts occasionnés au réseau pourraient être multipliés par six d'ici le milieu du siècle.

Encadré 2

L'impact du changement climatique sur les réseaux électriques: un exemple en Italie

En juillet 2023, un épisode anticyclonique prolongé a provoqué une vague de chaleur intense en Sicile. Les températures ont dépassé les 41 °C, et de nombreux incendies se sont déclarés en raison de la sécheresse. Ces températures élevées ont endommagé les câbles souterrains, provoquant des coupures de courant et l'interruption de milliers de raccordements pendant plus de 24 heures.

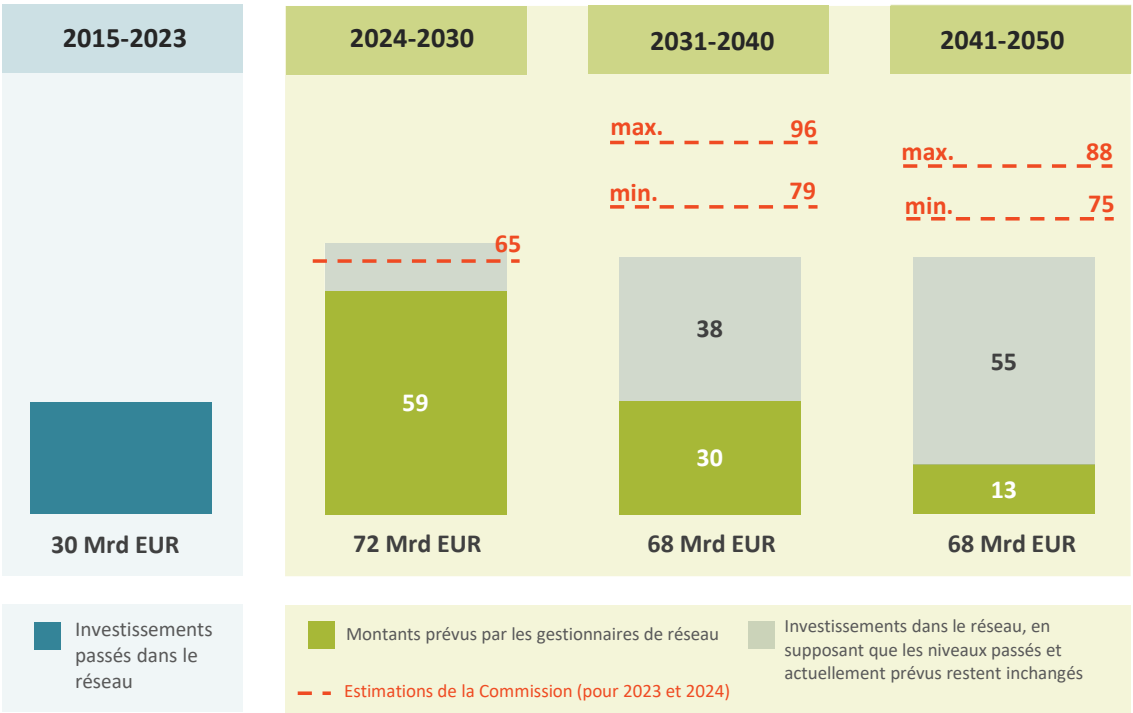
Source: Cour des comptes européenne, sur la base de données d'E-Distribuzione.

Le rythme actuel des investissements des gestionnaires est en deçà des besoins estimés par la Commission

24 Les gestionnaires de réseau planifient des investissements substantiels du fait des futurs besoins et des objectifs de transition énergétique. Afin d'évaluer **l'ampleur et le calendrier des investissements dans le réseau**, nous avons demandé aux ARN de nous communiquer les montants des investissements prévus, et avons consolidé les informations ainsi obtenues. Lorsque les données des ARN n'étaient pas disponibles (pour des GRT dans cinq États membres et des GRD dans six États membres), nous nous sommes appuyés soit sur les plans de développement de réseau des plus grands gestionnaires soit sur les investissements passés (calculés comme étant la variation des actifs ajustée en fonction des amortissements). Ces cas représentaient 4,7 % du total des montants prévus de 2024 à 2050. Nous avons ensuite posé l'hypothèse que dans la perspective de 2050, les gestionnaires de réseau continueraient à investir des montants similaires à ceux qui avaient été planifiés ou investis en dernier lieu.

25 Selon cette logique, les investissements dans le réseau atteindraient 72 milliards d'euros par an jusqu'en 2030, puis baisseraient pour s'établir à 68 milliards d'euros par an de 2031 à 2050 (voir ***figure 8***), atteignant un total de 1 871 milliards d'euros sur l'ensemble de la période. Cela reviendrait à investir, chaque année jusqu'en 2050, 0,41 % du produit intérieur brut de l'UE de 2023 (avec une fourchette allant de 0,10 % à 1,20 % au niveau des États membres), soit un montant environ deux fois supérieur à celui des investissements passés de l'UE. La plupart des investissements planifiés visent à moderniser et à étendre les réseaux de transport (4 % de l'ensemble du réseau). Les investissements dans les réseaux de distribution devraient quant à eux porter sur le renforcement, le renouvellement et les remplacements.

Figure 8 – Investissements des gestionnaires de réseau et besoins en investissements estimés par la Commission (montants annuels, à prix constants)



Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations provenant des ARN, de la base de données ORBIS, des plans de développement des plus grands opérateurs de réseau et de la Commission.

26 À long terme, un simple maintien des investissements actuellement planifiés ne suffira pas à couvrir les besoins en investissements dans le réseau électrique estimés par la Commission[6], qui sont de l'ordre de 1 994 milliards à 2 294 milliards d'euros (de 2024 à 2050). Cela étant dit, plus on se projette dans l'avenir, plus l'incertitude, déjà significative, grandit. Elle tient non seulement au calendrier mais aussi aux scénarios sous-tendant les plans de développement du réseau. Ces scénarios peuvent être influencés par toute une série de facteurs, tels que l'évolution de la demande en électricité, le succès des véhicules et pompes à chaleur électriques, ou encore les améliorations de l'efficacité énergétique et l'augmentation des économies d'énergie (***encadré 3***)

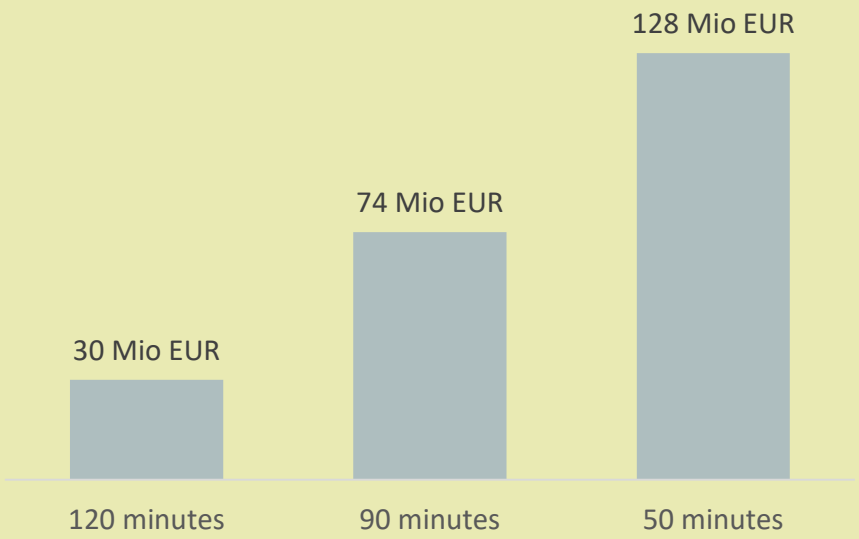
[6] Communication de la Commission «Un plan d'action de l'UE pour les réseaux» (COM(2023) 757) et analyse d'impact (document SWD(2024) 63) accompagnant la communication de la Commission «Garantir notre avenir», partie 1.

Encadré 3

Incidence des hypothèses sur la planification du réseau: un exemple en Estonie

Dans son plan de développement du réseau, le GRD estonien présente trois scénarios pour améliorer la résilience du réseau à moyenne tension au changement climatique à l'horizon 2030. Au rythme actuel des investissements, la durée moyenne des interruptions de service serait de 120 minutes par an. Pour réduire cette durée à 50 minutes, il faudrait multiplier ce rythme par quatre. Tous les scénarios impliquent de remplacer les lignes non isolées par des solutions résistantes aux intempéries, avec des valeurs cibles plus faibles pour la durée d'interruption de service, ce qui nécessite des améliorations plus lourdes et plus coûteuses de l'infrastructure.

Incidence de la durée d'interruption de service visée sur les besoins annuels en investissements dans le réseau (sur la période 2024-2030)

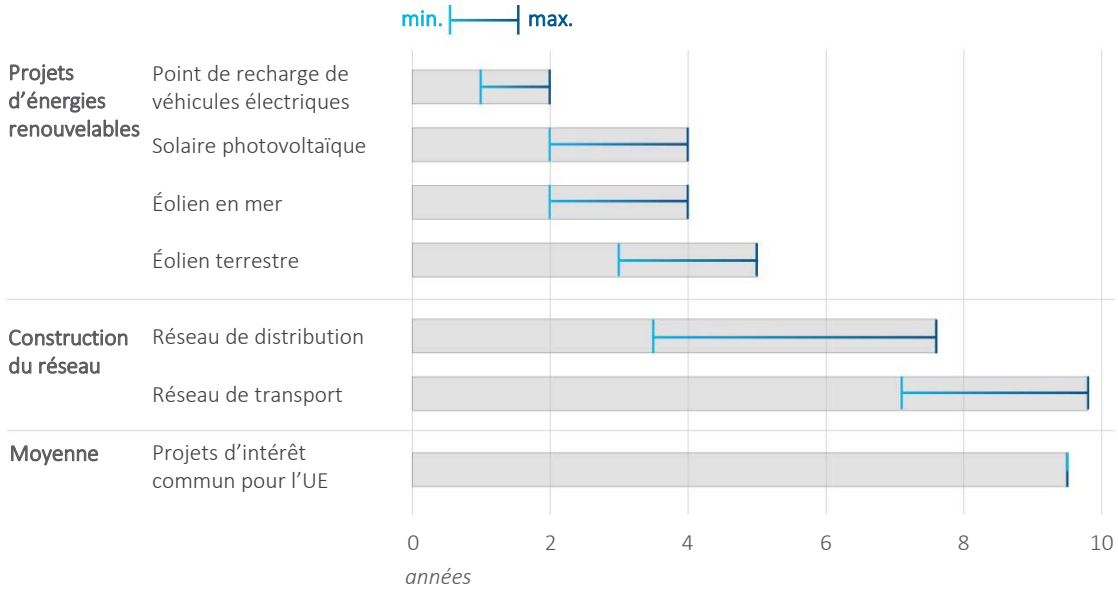


Source: Cour des comptes européenne, sur la base du plan de développement du réseau des GRD.

Les projets d'infrastructure de réseau prennent plus de temps que les projets d'énergies renouvelables

27 L'entité des GRD de l'Union a fait état d'une augmentation rapide du nombre de **demandes de raccordement** émanant des producteurs d'électricité renouvelable. Or, les projets d'infrastructure de réseau prennent souvent plus de temps que les projets d'énergies renouvelables portant, par exemple, sur l'installation de sites éoliens ou solaires (voir ***figure 9***). Nous avons demandé aux ARN quelle était la capacité totale des projets d'énergies renouvelables en attente de raccordement au réseau dans chaque État membre. Les 12 réponses que nous avons obtenues pour 2023 nous indiquent que l'arriéré est important (en moyenne, il équivaut environ à la capacité des sources d'énergie renouvelables qui existait dans ces pays en 2022). Toutefois, elles nous indiquent également que certaines demandes ne seront probablement pas maintenues à l'avenir (c'est le cas, par exemple, des projets mal définis).

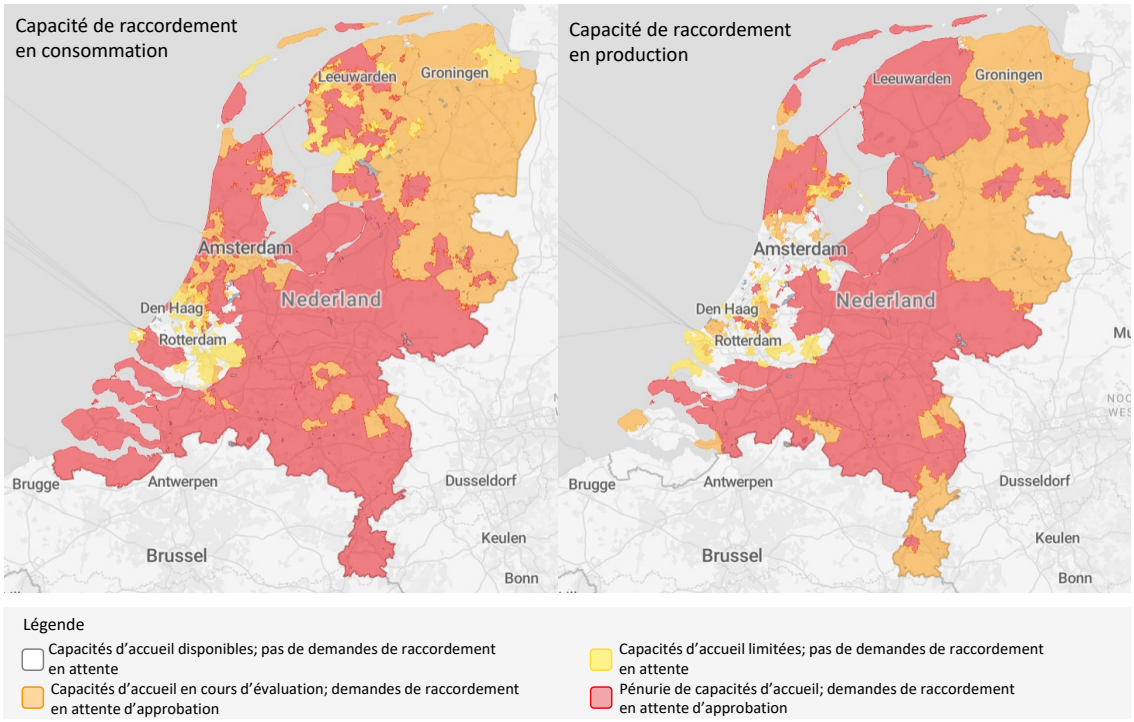
Figure 9 – Temps nécessaire à l'achèvement des projets d'infrastructure de réseau et d'énergies renouvelables



Source: Cour des comptes européenne, sur la base de données provenant de la Commission, des réponses de 12 ARN et de l'AIE.

28 Ce décalage entre les projets «réseau» et les projets de production d'électricité renouvelable a pour conséquence la plus immédiate de retarder le raccordement des sources d'énergie renouvelable au réseau. Pour surmonter cette difficulté, certains gestionnaires de réseau et certaines entités fournissent des «**cartes des capacités**» (voir ***figure 10***) où sont indiquées les capacités actuellement disponibles sur le réseau, les extensions planifiées en vue de les augmenter et les possibilités de raccordements flexibles dans les régions saturées. Les promoteurs de projets d'énergies renouvelables (et les consommateurs d'électricité) peuvent ainsi se servir de ces cartes pour déterminer les zones où il existe des capacités inutilisées, ce qui réduit le besoin d'extension immédiate du réseau et accélère les raccordements à celui-ci.

Figure 10 – Exemple de carte des capacités d'un réseau



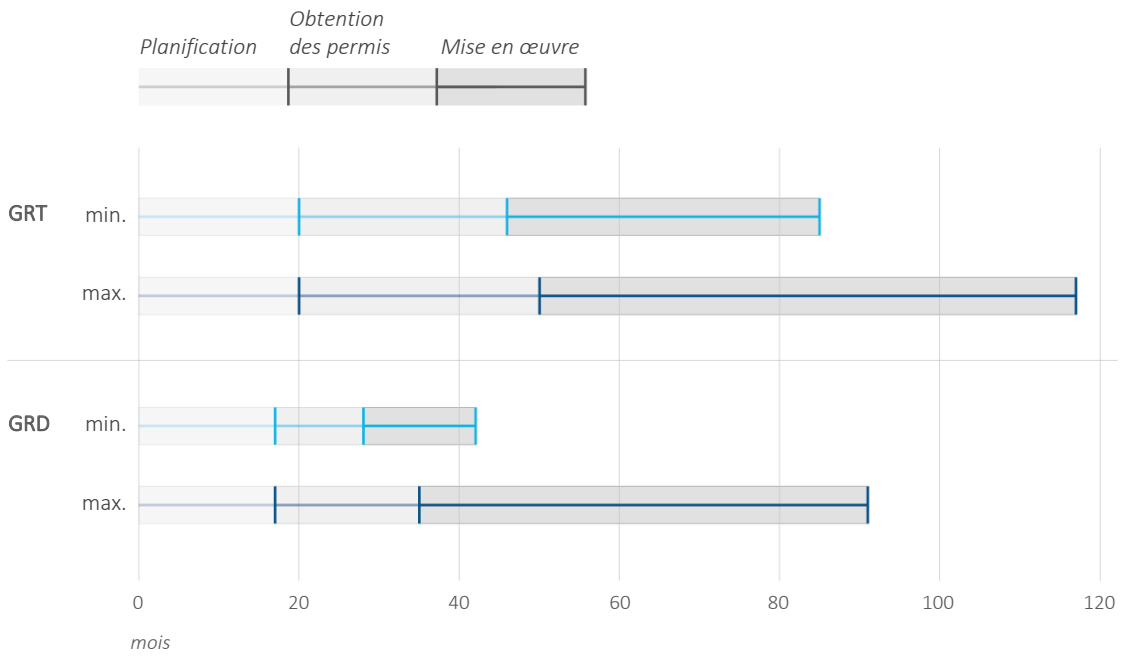
© *Netbeheer Nederland*, au 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

29 La lenteur des investissements dans le réseau peut également conduire à une **congestion**, lorsque la demande de transport ou de distribution d'électricité dépasse la capacité de réseau disponible dans une zone donnée, une situation qui pose de plus en plus souvent problème. Selon l'ACER, les besoins en gestion des situations de congestion ont augmenté de 14,5 % en 2023 par rapport à l'année précédente. Cela a généré des coûts de réseau importants, de 4,3 milliards d'euros, et entraîné la non-production délibérée de 12 térawatts-heures d'électricité renouvelable dans l'UE (ce qui représente quelque 11 % du volume brut d'électricité produite à partir de sources renouvelables en 2022).

La rapidité des investissements pâtit de la lenteur et de la complexité des préparatifs

30 Selon les réponses que nous avons reçues des ARN, le **temps** total requis **pour les investissements dans le réseau** est consacré pour environ un quart à la planification de celui-ci. En moyenne, et compte tenu du processus d'obtention des permis, la phase de préparation des investissements dans le réseau dure approximativement quatre ans pour les réseaux de transport et deux ans et demi pour ceux de distribution (voir ***figure 11***).

Figure 11 – La planification et l'obtention des permis occupent plus ou moins la moitié du temps nécessaire aux projets d'infrastructure de réseau



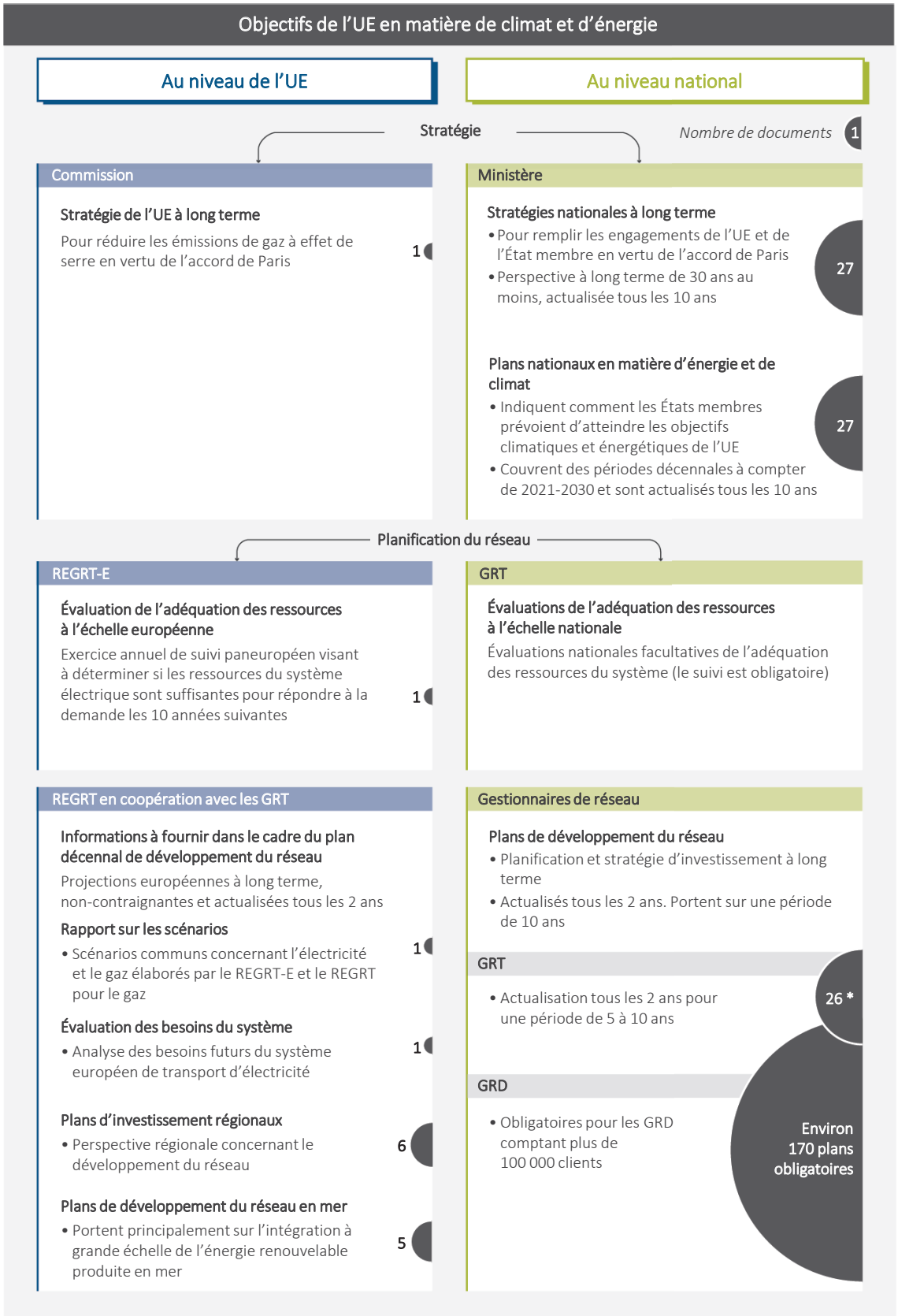
Remarque: Sur la base des informations communiquées par les ARN de 12 États membres, dont certaines n'ont pas fourni de réponses pour chacune des phases.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base des réponses des ARN.

Planification du réseau

31 Dans l'UE, la planification du réseau fait intervenir un **large éventail d'entités et de documents** (voir ***figure 12***). Le processus est axé sur les objectifs de l'UE en matière de climat et d'énergie, qui se traduisent d'abord par des stratégies à long terme en vue de parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ces objectifs sont ensuite déclinés en stratégies nationales et régionales au long cours, sur lesquelles les gestionnaires de réseau s'appuient pour planifier leurs investissements (grâce, par exemple, aux informations sur les niveaux escomptés d'électrification et sur la capacité de production d'énergie renouvelable à intégrer). Les plans de réseau sont complétés par le **plan décennal de développement du réseau du REGRT-E**, qui sert à répertorier les principaux projets d'infrastructures transfrontalières d'intérêt commun pour l'UE et à vérifier la cohérence des plans de développement nationaux.

Figure 12 – Entités et documents clés pour la planification des infrastructures de réseau dans l'UE



* Il n'y a aucun GRT à Malte.

Source: Cour des comptes européenne.

32 Du fait de la complexité de la coordination de plusieurs stratégies et plans, il est **difficile** d'harmoniser les investissements et de veiller à la comparabilité des données. Les éléments ci-après viennent encore compliquer ces tâches:

- les GRD ne sont pas tous tenus d'élaborer des plans de réseau (cette obligation ne concerne que ceux qui comptent plus de 100 000 clients)[7];
- les projets de réseaux ne sont pas tous intégrés dans ces plans. Selon l'ACER, 20 % des projets d'intérêt commun pour l'UE en sont exclus pour diverses raisons, par exemple s'ils n'impliquent pas d'investissements du GRT, ou s'ils ne sont pas suffisamment aboutis. Il arrive également qu'ils ne soient pas pris en considération lorsque les investissements ne sont pas soumis à l'approbation des ARN, selon ces dernières;
- les données relatives aux réseaux (planifiés ou existants) ne sont pas toujours accessibles au public et sont souvent difficiles à trouver.

33 Par ailleurs, l'examen des plans de développement de 59 gestionnaires de réseau (26 GRT et 33 GRD comptant le plus grand nombre de clients dans les États membres) a révélé que la planification du réseau ne fait pas l'objet d'une approche normalisée:

- certains gestionnaires de réseau soumettent des plans distincts pour les réseaux sur terre et en mer. Cependant, nous avons relevé un exemple de planification de réseau intégrée (voir ***encadré 4***);

[7] Directive (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité («directive sur l'électricité»), article 32, paragraphe 5.

Encadré 4

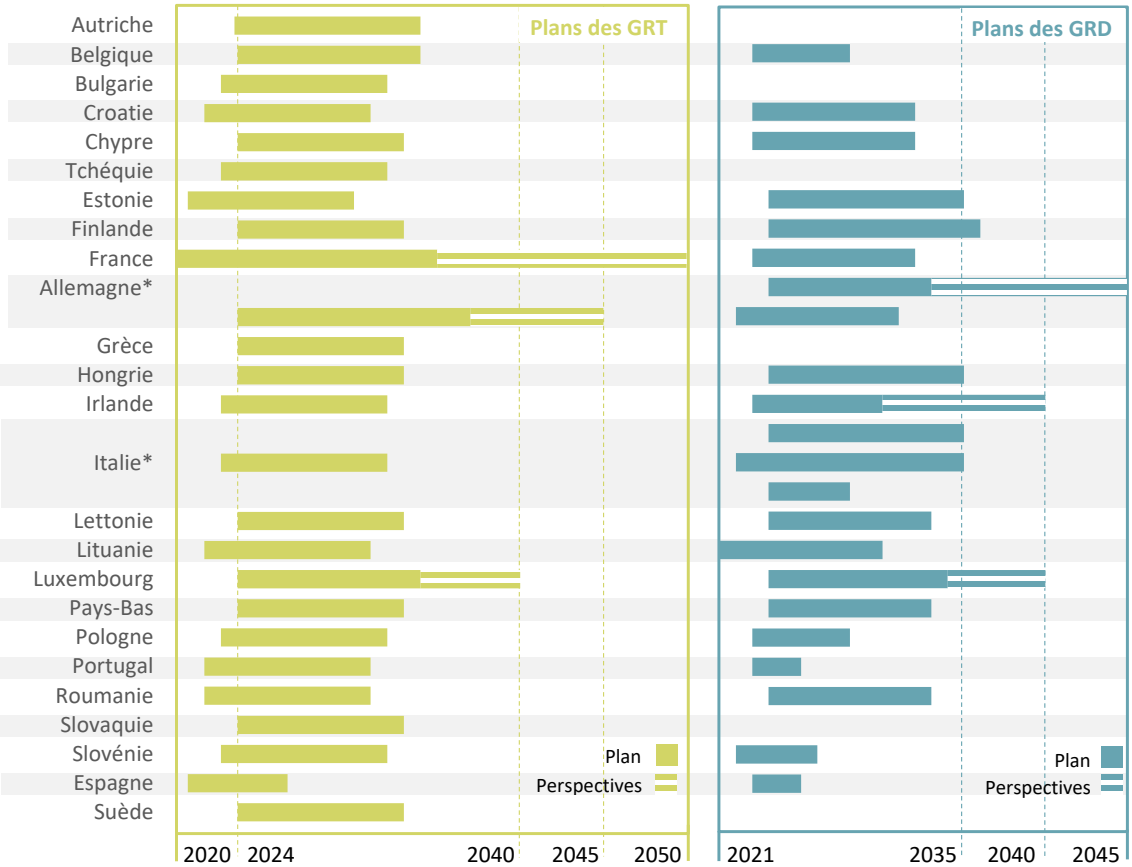
Le plan intégré de développement du réseau de l'Allemagne: mise en adéquation de la planification du réseau sur terre et en mer avec les objectifs de neutralité carbone à l'horizon 2045

L'Allemagne compte quatre GRT qui ont conjointement élaboré un plan de développement du réseau, approuvé par l'ARN en mars 2024. Ce plan porte à la fois sur le réseau terrestre et sur le réseau en mer. Pour la première fois, il présente également une vision pour 2045, année visée par l'Allemagne pour atteindre la neutralité carbone. À terme, les GRD devront également adapter leurs plans à l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de l'*Energiewirtschaftsgesetz* (loi allemande relative à l'approvisionnement en énergie

- les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus d'adapter leur scénario aux projections de l'UE, et l'horizon temporel de leurs plans varie d'un État membre à l'autre, mais aussi parfois au sein d'un même État membre (voir ***figure 13***). Il n'y a que deux États membres où des GRT planifient leurs développements du réseau conformément à l'horizon fixé pour la neutralité carbone, et qu'un seul État membre où la planification du GRD va aussi loin.

Figure 13 – Horizons temporels des plans de développement du réseau



* L'Allemagne et l'Italie prévoient des calendriers différents, car les gestionnaires n'y appliquent pas tous le même horizon de planification.

Source: Cour des comptes européenne.

34 Enfin, l'évolution constante des **objectifs de l'UE en matière de climat et d'énergie** (voir ***annexe III***) complique encore la planification du réseau, en ce qu'elle entraîne continuellement des ajustements en cascade allant des stratégies nationales et régionales aux plans de développement du réseau. L'***annexe IV*** présente une vue d'ensemble des meilleures pratiques et des points à améliorer au niveau de l'UE en matière de planification, selon les ARN.

Octroi des permis, équipements et main-d'œuvre qualifiée

35 L'**obtention des permis** est l'une des principales causes de retard pour les investissements dans le réseau. Selon les données recueillies auprès des ARN, un quart du temps total requis pour les investissements dans le réseau y est consacré (voir ***figure 11***). Les projets liés au réseau électrique font souvent intervenir plusieurs autorités et juridictions sur leur tracé, et chacune de ces autorités doit examiner et approuver les plans avant de donner son approbation. Selon la Commission[8], l'opposition de la part du public se traduit souvent par des querelles juridiques et des consultations prolongées, qui contribuent également aux retards. La coordination transfrontalière, les analyses d'impact environnemental et l'évolution du cadre juridique peuvent encore venir compliquer ce processus (voir ***encadré 5***).

[8] Analyse d'impact (document SWD(2020) 346) accompagnant la proposition de règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, point 2.2.

Encadré 5

Facteurs susceptibles de retarder les investissements dans le réseau: exemples en Allemagne

La *Bundesrechnungshof* (Cour des comptes allemande) a réalisé un audit sur la transition énergétique du pays, se penchant notamment sur les progrès en matière d'extension du réseau. Dans son dernier rapport en date sur ce thème, elle souligne que l'extension du réseau accuse un retard de sept ans et de 6 000 km. Selon des conclusions qu'elle avait formulées précédemment, ces retards s'expliquent notamment par la lenteur de la planification et des processus d'octroi des permis, ainsi que par la complexité de la coordination entre régions.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de rapports d'audit de la *Bundesrechnungshof* datés de 2019 et de 2024.

La ligne électrique *SuedLink*, longue de plus de 694 km, a été conçue pour raccorder les régions venteuses du nord de l'Allemagne aux régions du sud au moyen de la technologie HVDC (courant continu à haute tension). Elle a été approuvée pour la première fois par l'ARN en 2012. En 2015, une nouvelle loi a accordé la priorité aux câbles souterrains par rapport aux lignes aériennes pour les extensions de réseau fondées sur la technologie HVDC. Cette loi a entraîné des modifications du projet initial, retardant sa mise en œuvre et augmentant ses coûts. Selon l'ARN, le processus d'approbation n'a pu démarrer qu'en 2017. En novembre 2024, on comptait 145 km de ligne en cours ou en voie de construction. Pour ce qui est des 549 km restants, l'ARN prévoit que le processus d'approbation (obtention des permis comprise) se conclura d'ici la fin 2025.

D'autres projets de lignes de courant continu à haute tension qui ont démarré en 2012, telles que *A-Nord* et *SuedOstLink*, ont eux aussi enregistré des retards similaires. L'ARN a indiqué que le processus d'approbation de ces projets a démarré respectivement en 2017 et en 2018, et elle s'attend à ce qu'il s'achève en 2025.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de la législation allemande, de la page officielle d'information concernant la ligne *SuedLink* et des informations communiquées par la *Bundesnetzagentur* (autorité de régulation nationale de l'Allemagne).

36 D'autres grandes économies se sont également fixé des objectifs ambitieux en matière d'énergie, qui appellent un développement considérable de leur système électrique. Par conséquent, l'Europe est en concurrence avec d'autres pays pour se procurer les **matériaux et équipements** nécessaires au développement de ses réseaux. Cela complique fortement l'acquisition des intrants nécessaires, étant donné la forte augmentation de la demande mondiale et les pressions croissantes subies par la chaîne d'approvisionnement. Ces difficultés s'aggraveront encore du fait des objectifs énergétiques et climatiques nationaux fixés par les gouvernements. En outre, la production mondiale d'électricité à partir de sources renouvelables devrait quadrupler d'ici 2050.

37 La transition énergétique requiert également une **main-d'œuvre qualifiée** pour réaliser les travaux liés aux investissements et à la maintenance du réseau. La faible disponibilité de travailleurs qualifiés est souvent citée[9] parmi les principaux obstacles à la rapidité des investissements dans le réseau. Notre analyse de l'évolution du personnel des gestionnaires de réseau a révélé que les effectifs ont augmenté de 13 % entre 2014 et 2022. Un exemple illustrant comment les gestionnaires de réseau tentent de surmonter cet obstacle est présenté à l'***encadré 6***.

[9] Communication de la Commission «Un plan d'action de l'UE pour les réseaux» (COM(2023) 757), points 1 et VII.

Encadré 6

Initiatives prises par ENEL pour renforcer l'expertise technique de ses fournisseurs et les capacités de leur personnel

ENEL, la maison mère d'E-Distribuzione, le plus grand groupe italien de GRD, a cherché à répondre aux besoins en techniciens spécialisés dans la transition énergétique de la manière suivante:

- elle a offert à des demandeurs d'emploi et des chômeurs un programme de formation gratuit de cinq semaines dispensé par des instituts certifiés (dans le cadre du programme *Energie per Crescere*);
- elle a noué des partenariats avec des instituts techniques et professionnels pour qu'ils fournissent une formation spécialisée à des élèves en dernière année d'études secondaires (dans le cadre du programme *Energie per la Scuola*) afin de relier les mondes de l'école et du travail.

Ces programmes préparent les bénéficiaires aux métiers de câbleur, d'assembleur de câbles et d'opérateur basse tension. Ceux qui ont réussi leur formation peuvent ensuite être recrutés par les entreprises partenaires d'ENEL.

Lancé en 2022, le programme *Energie per Crescere* avait, en octobre 2024, attiré 34 300 candidatures (avec une moyenne d'âge de 29 ans) et permis de former 4 200 personnes. L'objectif est d'avoir formé 5 500 personnes à la mi-2025.

Le programme *Energie per la Scuola* a permis de nouer des partenariats avec 93 écoles et 54 fournisseurs d'ENEL pour l'année scolaire 2023-2024, et de former quelque 475 élèves de dernière année à des emplois dans le secteur des réseaux électriques.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations d'E-Distribuzione.

Initiatives de l'UE visant à accélérer les investissements dans le réseau

38 Afin d'accélérer les investissements dans le réseau, la Commission a inscrit les points ci-après dans son plan d'action de l'UE pour les réseaux.

- Planification: la Commission souligne qu'il importe d'améliorer la coordination et les perspectives à long terme; elle encourage à réunir la planification des réseaux en mer et à terre dans un cadre commun à l'occasion du prochain plan décennal de développement du réseau, ainsi qu'à favoriser la cohérence entre les plans de développement du réseau.

- Octroi des permis: la Commission plaide pour des définitions harmonisées de la capacité d'hébergement du réseau (pour aider à orienter les demandes de raccordement vers les zones où des capacités de réseau sont disponibles et, partant, optimiser le développement du réseau). Elle introduit également des mesures pour fournir un appui technique aux autorités nationales, notamment pour la désignation des zones où les projets d'énergies renouvelables peuvent être approuvés plus rapidement du fait de leur intérêt public supérieur (afin que les gestionnaires de réseau puissent moderniser l'infrastructure de façon plus ciblée).

- Difficultés liées aux chaînes d'approvisionnement: la Commission encourage la normalisation des exigences de fabrication à travers l'UE afin d'améliorer la disponibilité des composants de réseau tel que les câbles et les sous-stations.

39 Au titre du plan d'action de l'UE sur la transition numérique du système énergétique[10], la Commission prévoit l'élaboration et l'adoption d'indicateurs communs relatifs aux réseaux intelligents afin de concentrer les investissements sur le passage des réseaux au numérique et de faciliter le suivi des progrès accomplis. Elle vise en outre, en application du règlement pour une industrie «zéro net», à améliorer l'environnement d'investissement pour que les technologies critiques de réseau soient produites au sein de l'UE, et que la dépendance aux importations soit ainsi réduite.

[10] Communication de la Commission «Transition numérique du système énergétique - Plan d'action de l'UE» (COM(2022) 552), troisième section.

Optimisation des investissements dans le réseau

Les mesures de flexibilité réduisent les besoins en investissements dans le réseau

40 À mesure que la production intermittente d'électricité gagne en importance et que la demande augmente, le réseau est soumis à des pics plus élevés ainsi qu'à une fluctuation et une imprévisibilité plus grandes aussi bien de la demande que de l'offre. Pour atténuer la nécessité d'un coûteux développement des capacités, une autre solution, qui consiste à accroître la flexibilité du réseau et du système électrique, a commencé à gagner du terrain (voir ***encadré 7***).

Encadré 7

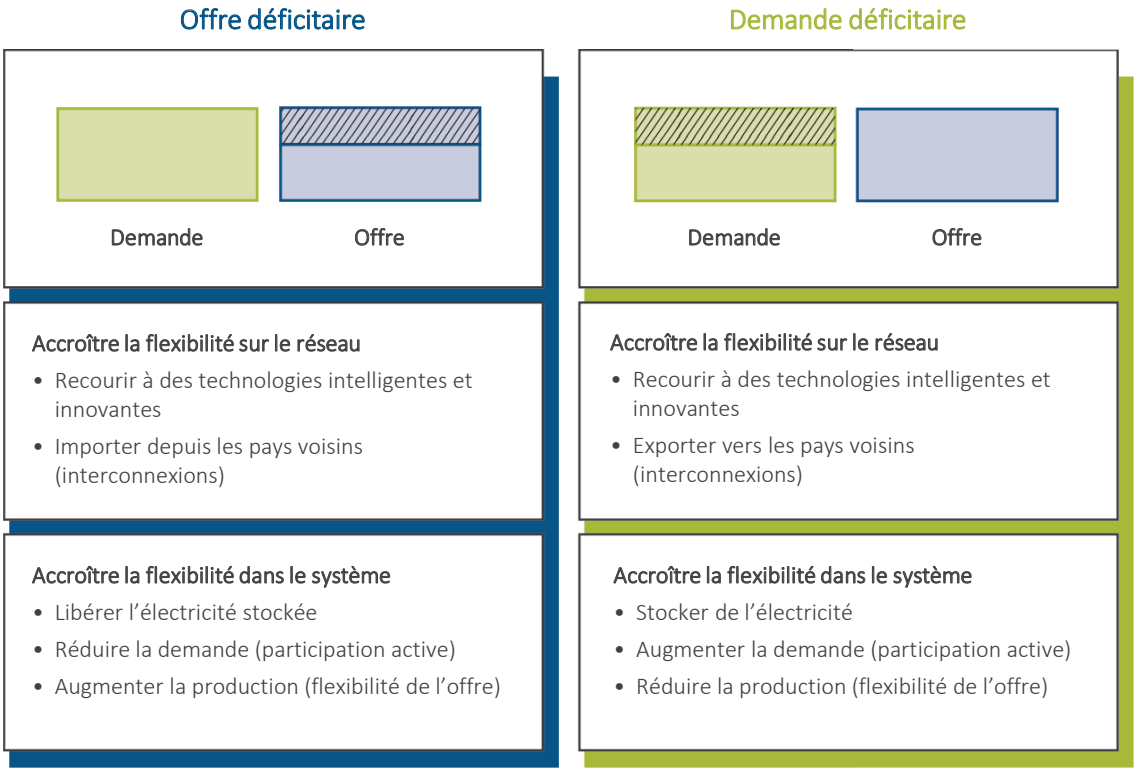
Différentes solutions pour garantir la capacité du réseau: un exemple en Italie

En raison de l'usage croissant des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des plaques de cuisson à induction, Areti, le GRD de la ville de Rome, s'attend à une augmentation importante de la consommation d'électricité en heures de pointe d'ici à 2032 nécessitant des investissements dans l'infrastructure à hauteur de 1 075 millions d'euros. Cependant, les capacités de réseau supérieures à 2,5 GW n'étant utilisées que 11 % du temps, ce GRD a étudié les mesures de flexibilité envisageables. Il en a conclu que l'introduction de mesures de flexibilité dans le système permettrait de ramener les besoins en investissements à 406 millions d'euros, soit une économie de 669 millions d'euros sur 10 ans.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations provenant d'Areti.

41 Les gestionnaires élaborent actuellement diverses mesures pour mieux gérer leurs réseaux en adaptant les horaires et les modalités de consommation de l'électricité (voir ***figure 14***).

Figure 14 – Comment la flexibilité peut permettre de répondre aux fluctuations de l'offre et de la demande et d'électricité



Source: Cour des comptes européenne et informations provenant de l'AEE/l'ACER.

42 Ces mesures de flexibilité permettent d'alléger les pressions exercées sur le réseau en s'adaptant aux variations quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières des schémas de consommation et de production (voir ***figure 15***).

Figure 15 – Besoins quotidiens, hebdomadaires et saisonniers en flexibilité

Quotidiens	Hebdomadaires	Saisonniers
Pics de consommation le matin et le soir	Différences de consommation entre la semaine et le week-end	Périodes d'utilisation du chauffage/de la climatisation
Différence de Production entre le jour et la nuit	Fluctuations de la puissance du vent	Évolution saisonnière des conditions météorologiques
La demande d'électricité est plus faible la nuit, augmente le matin et atteint un pic le soir lorsque les gens rentrent chez eux. La production d'énergies renouvelables varie au cours de la journée; la production d'énergie solaire en particulier atteint son apogée en journée et chute le soir.	La demande d'électricité est plus élevée en semaine ouvrable et plus faible le week-end, en raison des différences en matière d'activité humaine. L'offre varie également au cours de la semaine, la production éolienne fluctuant souvent en fonction de l'évolution des conditions météorologiques.	En hiver, la demande augmente généralement en raison des besoins de chauffage, tandis que la production d'énergie solaire est plus faible. En été, la production solaire atteint son apogée mais peut être supérieure à la demande à certains moments. La production éolienne peut aussi varier substantiellement d'une saison à l'autre.

Source: Cour des comptes européenne et informations provenant de l'AEE/l'ACER.

43 L'***annexe V*** présente une vue d'ensemble des meilleures pratiques et des points à améliorer au niveau de l'UE en matière de flexibilité, selon les ARN.

Perspectives d'accroissement de la flexibilité du réseau

44 Il est possible d'accroître la flexibilité du réseau par des **interconnexions** renforcées entre les pays, en exploitant les différences entre les conditions géographiques et météorologiques locales. Cela permet d'équilibrer les variations du vent et de l'ensoleillement à travers l'UE, et donc de réduire considérablement la non-production délibérée d'électricité bon marché et propre. Selon le REGRT-E, quelque 5 à 9 milliards d'euros peuvent ainsi être économisés chaque année.

45 La réalisation d'un marché intérieur de l'électricité est un objectif de longue date de l'UE, qui a fixé pour objectif aux États membres de parvenir à une capacité d'interconnexion de 15 % à l'horizon 2030. L'idée est de faire en sorte qu'au moins 15 % de la capacité installée de production d'électricité de chaque pays puisse être mise à disposition des pays voisins. Dans notre rapport sur ce sujet, nous avons déjà fait observer que l'intégration du marché de l'électricité avait progressé lentement et de façon variable dans l'UE. Par ailleurs, le REGRT-E a souligné que les besoins en interconnexions devraient plus que doubler d'ici 2040.

46 En outre, l'UE impose de rendre disponible, le 31 décembre 2025 au plus tard[11], 70 % de la capacité de transport pour les échanges entre zones de dépôt des offres (à savoir des grandes zones, souvent des pays, où l'électricité est échangée sans limite sur le marché) afin de réduire les contraintes entre ces zones. Cependant, l'ACER a fait remarquer que cet objectif de 70 % est de plus en plus difficile et coûteux à atteindre. Des risques se posent également pour les infrastructures existantes. Des incidents récents concernant des interconnexions électriques ont amené l'UE à réaffirmer sa volonté de garantir la résilience et la sécurité de ses infrastructures critiques. En juin 2024, le Conseil a adopté un schéma directeur pour les infrastructures critiques afin d'améliorer la réponse aux incidents transfrontaliers.

47 Les gestionnaires de réseau sont également en train de déployer des **technologies plus avancées** et plus intelligentes pour pouvoir utiliser le réseau de manière plus efficiente. Certaines d'entre elles (par exemple, les lignes à charge dynamique, qui permettent d'ajuster les capacités en temps réel en fonction des conditions météorologiques, et les systèmes de transport flexibles en courant alternatif, qui améliorent la stabilité du réseau et la circulation de l'électricité) augmentent la capacité disponible des lignes existantes et améliorent le contrôle des flux d'électricité, limitant ainsi les besoins de modernisation des infrastructures.

[11] Règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, article 16, paragraphe 8.

L’approvisionnement comme levier de la flexibilité du système, tandis que des solutions émergent en matière de gestion de la demande et de stockage

Souplesse de l’offre et de la demande

48 À défaut d’accroître la flexibilité du réseau, il est également possible de jouer sur celle du système électrique au sens plus large, ce qui profitera en définitive au réseau. Jusqu’ici, la **flexibilité** a principalement consisté à moduler l’**approvisionnement** en électricité à partir des sources contrôlables, telles que les centrales à carburants fossiles ou les barrages hydroélectriques, dont la production peut facilement être intensifiée ou ralentie lorsque cela s’avère nécessaire. Il s’agit encore de la solution la plus répandue pour suppléer les sources d’énergies renouvelables.

49 En parallèle, des mesures de **flexibilité par «participation active de la demande»** se font jour. Elles consistent à inciter les consommateurs à réduire ou à reporter leur consommation d’électricité en période de demande élevée ou de congestion du réseau, ce qui contribue à lisser les pics de consommation et à utiliser les capacités de réseau disponibles de manière plus efficiente.

50 L’une des possibilités est d’appliquer des tarifs d’utilisation du réseau qui varient en fonction des conditions de congestion du réseau, augmentant lorsque la congestion est forte et baissant lorsqu’elle diminue. Lorsque le composant «réseau» apparaît clairement sur la facture d’électricité, les consommateurs sont incités à réagir aux changements de tarifs. Toutefois, il se peut que l’évolution du tarif d’accès au réseau ne soit pas toujours alignée sur celle des prix de l’électricité, ce qui est susceptible de limiter l’efficacité d’une telle démarche. Une autre solution consiste à utiliser des appareils permettant de moduler la consommation ou à recourir à l’acquisition de services de flexibilité fondée sur le marché afin de récompenser les consommateurs pour leur souplesse (voir ***encadré 8***).

Encadré 8

Approches en matière de flexibilité

Un exemple au Portugal

En 2022, E-REDES, le plus grand GRD du Portugal, a lancé une campagne locale d'enchères en matière de flexibilité dans huit zones pour évaluer dans quelle mesure les utilisateurs du réseau étaient prêts à ajuster leur production ou leur consommation d'électricité en échange d'une compensation. Les consommateurs directs et les entités regroupant de petits consommateurs pouvaient y participer. La première vente aux enchères a attiré 623 offres, de la part de 21 entités distinctes, représentant surtout des consommateurs industriels. La formule de flexibilité avec une semaine de préavis est celle pour laquelle les participants ont montré le plus d'intérêt et a remporté un plus grand succès que les formules prévoyant un préavis plus court.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'une présentation d'E-REDES et du site internet du projet FIRMe.

Un exemple en Allemagne

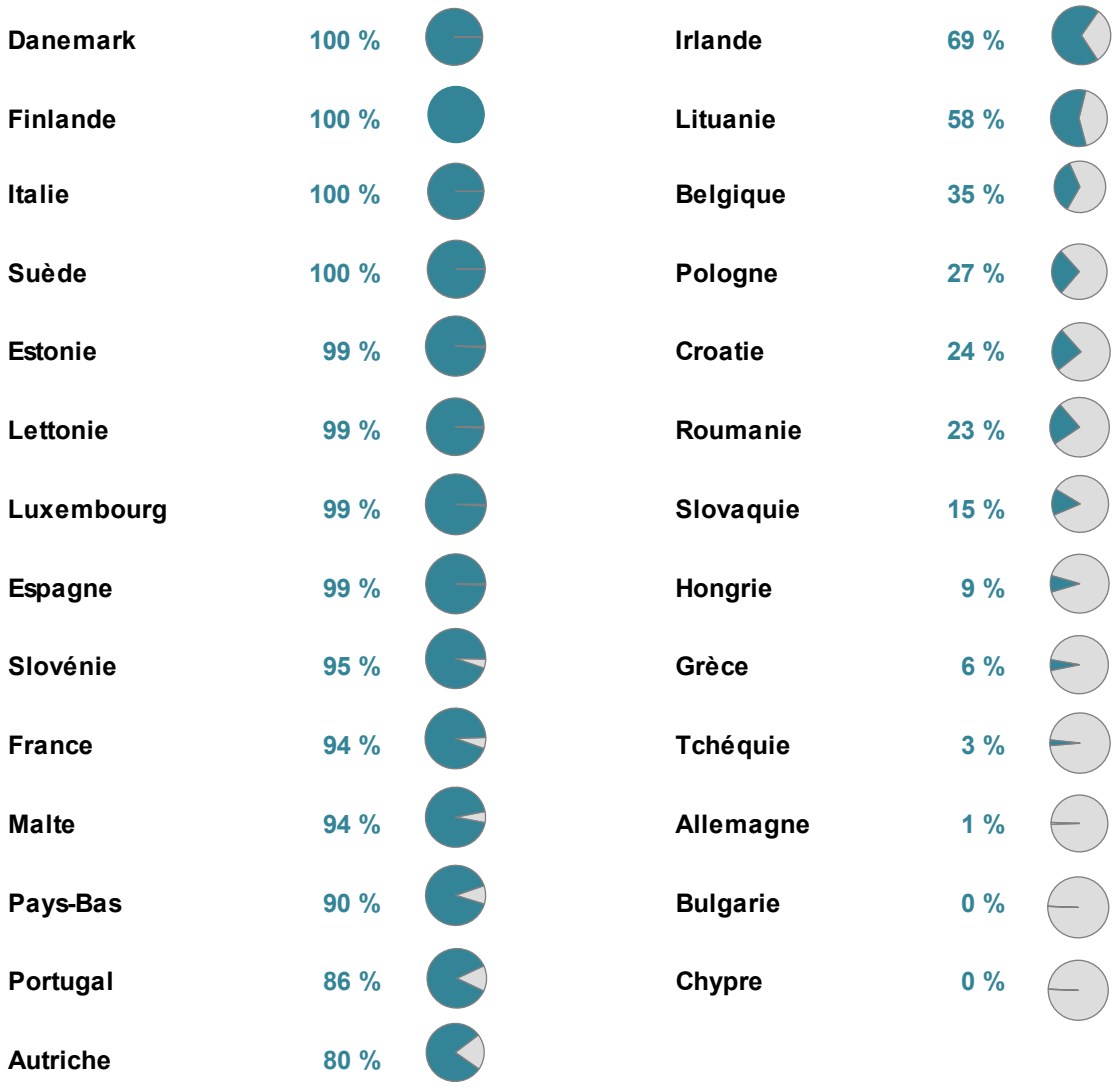
La loi allemande relative à l'approvisionnement en énergie, qui a été révisée en 2021, autorise les gestionnaires de réseau à pratiquer une gestion flexible de la demande, en recourant à des incitations économiques et au contrôle direct d'appareils tels que les pompes à chaleur et les stations de recharge de véhicules électriques. En échange d'une baisse des redevances de réseau, les utilisateurs doivent accepter d'adapter leur consommation en fonction des besoins du réseau. Si la priorité est accordée aux incitations économiques, un contrôle direct peut au besoin être exercé pour maintenir l'équilibre du système.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de l'*Energiewirtschaftsgesetz*.

51 Pour que les mesures de participation active de la demande soient efficaces, il faut des systèmes intelligents de mesure et des appareils intelligents qui permettent de suivre la consommation d'électricité à distance et en temps réel, de communiquer les données, d'assurer leur interopérabilité et de contrôler cette consommation.
Fin 2023, 14 États membres avaient fait installer des compteurs intelligents chez au moins 80 % des consommateurs résidentiels, atteignant ainsi la valeur cible[12] fixée par l'UE. En revanche, dans sept États membres au minimum, moins de 20 % des consommateurs résidentiels disposaient d'un compteur intelligent (voir ***figure 16***).
L'ACER a mis en évidence d'autres obstacles aux mesures de participation active de la demande, parmi lesquels figurent le cadre juridique et la complexité des règles de participation aux marchés de flexibilité.

[12] Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, annexe I.2, et directive (UE) 2019/944concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, annexe II.

Figure 16 – Différences en matière de déploiement des compteurs intelligents dans l'UE

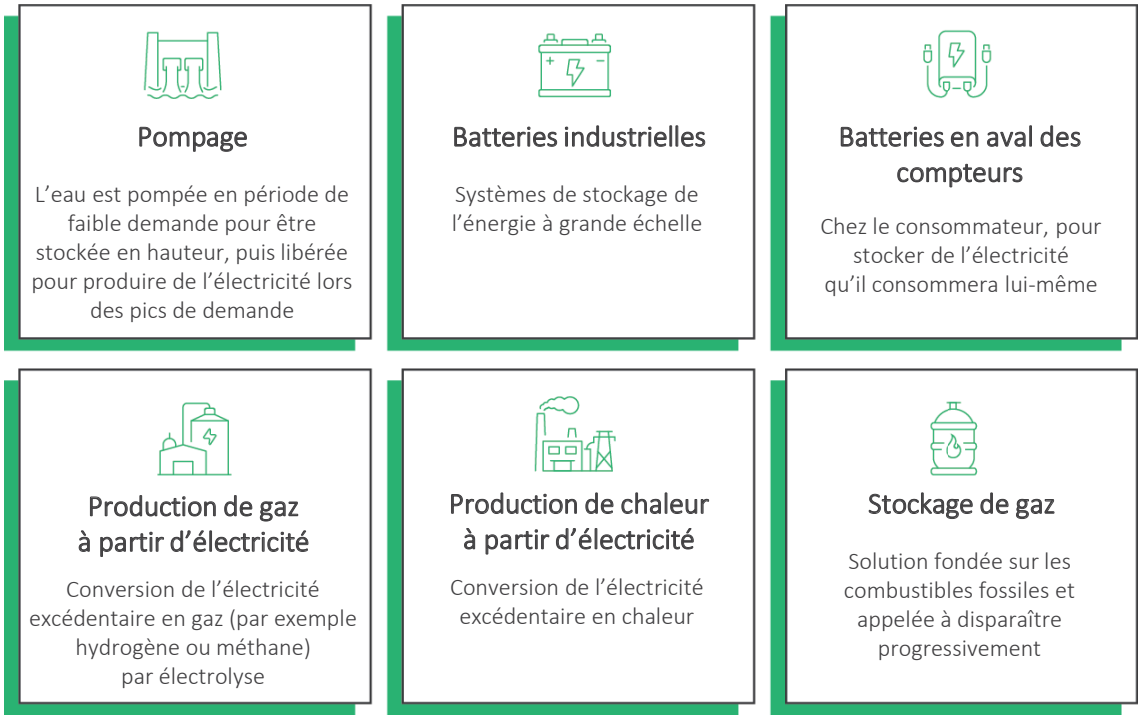


Source: Cour des comptes européenne, sur la base de données de l'ACER.

Solutions de stockage

52 Les mesures de participation active de la demande sont plus efficaces si elles sont associées à des **solutions de stockage** (voir ***figure 17***) qui permettent de stocker l'électricité excédentaire lorsque l'offre est supérieure à la demande, pour l'utiliser en complément de la production à d'autres moments.

Figure 17 – Solutions de stockage existantes



Source: Cour des comptes européenne.

53 La capacité totale des installations de stockage d'électricité de l'UE devrait quadrupler d'ici 2040 par rapport à 2020. Le principal système de stockage de l'énergie de l'UE en 2020 était l'accumulation hydraulique par pompage. Le stockage par batteries a connu une augmentation exponentielle depuis 2020[13]. Cette augmentation devrait se poursuivre et les coûts devraient baisser de 40 % d'ici 2030[14]. Utiliser l'électricité pour produire et stocker de l'hydrogène est également une solution envisageable. Toutefois, comme nous l'avons fait observer dans notre rapport spécial sur l'hydrogène, cette solution présente des inconvénients, par exemple des déperditions importantes d'énergie et des coûts de production élevés. Elle nécessite également de réaffecter certaines infrastructures ou d'en construire de nouvelles.

[13] Solar Power Europe, *European market outlook for battery storage*, 2024, figure 1.

[14] AIE, *Batteries and secure energy transitions*, 2024, section intitulée «Executive summary».

Prosommateurs et communautés énergétiques

54 La flexibilité et les solutions de stockage sont plus faciles à mettre en œuvre avec la **participation du public** et lorsque les consommateurs en connaissent les avantages. Les prosommateurs (consommateurs d'électricité qui en produisent eux-mêmes) et les communautés énergétiques (qui produisent et consomment collectivement leur électricité) ont un rôle important à jouer. Ils produisent de l'électricité renouvelable au niveau local, fournissent des solutions en matière de stockage et de flexibilité, font œuvre de sensibilisation et investissent des fonds privés dans la transition énergétique. Leurs capacités de stockage et de production peuvent être mises en commun avec l'aide d'agrégateurs, ce qui leur permet de participer collectivement aux marchés de l'électricité et de flexibilité (voir ***encadré 8***).

55 Toutefois, les prosommateurs et les communautés énergétiques sont confrontés à plusieurs difficultés pour fournir une telle flexibilité (voir ***encadré 9***). Ils risquent en outre d'accentuer la pression sur le réseau. Par exemple, en périodes de pic de production, telles que les après-midi ensoleillées, l'électricité qu'ils produisent peut surcharger le réseau.

Encadré 9

La communauté énergétique *BürgerEnergie Berlin*

Nous avons effectué une visite auprès de la *BürgerEnergie Berlin*, une coopérative énergétique comptant près de 2 000 membres et qui œuvre à promouvoir la participation citoyenne et les solutions énergétiques durables. Elle collabore avec des coopératives de logement pour installer des panneaux solaires sur les toits. Elle a ainsi installé des panneaux solaires d'une puissance crête de 35,5 kW à l'usage de 36 unités participantes. Cela a nécessité la suppression de deux points de raccordement existants et la construction d'un réseau interne doté d'une unité centrale de mesure, ce qui a entraîné une augmentation des coûts d'installation. La communauté aurait voulu partager l'énergie qu'elle produit avec les bâtiments avoisinants, ce qui s'avère actuellement impossible sans mettre en place un réseau local parallèle. Elle a par ailleurs indiqué qu'il n'était pas financièrement intéressant de contribuer à la flexibilité du système compte tenu de la faible compensation obtenue pour les kilowattheures d'électricité injectés dans le réseau.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations fournies par la communauté énergétique *BürgerEnergie Berlin*.

Initiatives de l'UE visant à favoriser les mesures de flexibilité

56 Pour favoriser l'optimisation des investissements, la Commission invite, dans le plan d'action de l'UE pour les réseaux, à accroître la flexibilité du réseau en se servant de Technopedia (une plateforme numérique qui fournit des informations sur les technologies innovantes dans le secteur de l'électricité) pour encourager le recours aux réseaux intelligents et aux technologies d'efficacité des réseaux. De plus, le plan d'action de l'UE de 2022 sur la transition numérique du système énergétique[15] promeut l'échange de données entre les différents acteurs du secteur de l'énergie, ainsi que le développement de «jumeaux numériques» (ou représentations virtuelles) des réseaux d'électricité de l'UE. Ces éléments visent à débloquer la flexibilité du côté de la demande, et à aider les réseaux à en tirer le meilleur parti.

57 En ce qui concerne la flexibilité du système, la directive sur l'électricité de 2019 a établi les principes essentiels de la participation active de la demande et encouragé les gestionnaires de réseau à recourir à des services de flexibilité. Le règlement actualisé sur l'électricité impose à présent aux États membres de réaliser des évaluations des besoins de flexibilité et de définir un objectif national pour la flexibilité non fossile. La réforme de l'organisation du marché de l'électricité et le nouveau code de réseau pour la participation active de la demande[16] attendu en 2025 doivent permettre d'accélérer le recours aux services de flexibilité et à la participation active de la demande.

58 La Commission promeut également le stockage de l'énergie pour renforcer la flexibilité du système. La directive sur l'électricité[17] impose aux GRD d'intégrer des services de flexibilité, tels que la participation active de la demande et le stockage, dans leurs plans de développement du réseau, et de préciser comment ces services seront utilisés comme moyens de substitution à l'expansion du réseau. La Commission a en outre encouragé les États membres à intégrer des solutions de stockage dans la planification de leurs réseaux.

---

[15] Communication de la Commission «Transition numérique du système énergétique - Plan d'action de l'UE» (COM(2022) 552), premier et deuxième domaines d'action, respectivement.

[16] Règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité, article 59.

[17] Directive(UE) 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, article 32.

Financement des investissements dans le réseau

Les cadres réglementaires influent sur les décisions d'investissement

59 Les cadres réglementaires déterminent la rémunération des gestionnaires de réseau en établissant un équilibre entre des objectifs stratégiques tels que l'investissement, la maîtrise des coûts et l'efficience. La ***figure 18*** présente les deux principaux cadres régissant la rémunération des gestionnaires de réseau.

Figure 18 – Principaux cadres relatifs à la rémunération des gestionnaires de réseau

Réglementation axée sur le coût du service

Prix de revient majoré

Les gestionnaires de réseau rentrent dans leurs frais, tels qu'acceptés par les ARN, et se voient garantir une marge bénéficiaire, souvent sous la forme d'un pourcentage des coûts totaux acceptés.

Taux de rendement

Les gestionnaires de réseau rentrent dans leurs frais et se voient garantir un retour sur les capitaux qu'ils ont investis.

Avantages

- Réduit le risque financier pour le gestionnaire de réseau
- Incite à investir dans le réseau
- Met l'accent sur la fourniture d'un service de bonne qualité, mais avec une moindre maîtrise des coûts

Inconvénients

- Distorsion en faveur des dépenses en capital, aux dépens de l'efficience opérationnelle
- Faible incitation aux économies de coûts et à l'innovation
- De nature à augmenter les coûts pour l'utilisateur final

Réglementation incitative

Plafonnement des recettes

Les recettes pouvant être perçues par le gestionnaire de réseau sont plafonnées, souvent en fonction des coûts attendus et d'objectifs en matière d'efficience.

Plafonnement du prix

Le prix pouvant être facturé par le gestionnaire de réseau par unité d'électricité et de services fournis est plafonné.

Avantages

- Favorise l'innovation et l'amélioration de l'efficience
- Encourage la réduction des coûts
- De nature à réduire les coûts pour l'utilisateur final

Inconvénients

- Augmente le risque financier pour le gestionnaire de réseau
- Difficultés à couvrir les coûts d'investissement élevés
- Faible importance accordée à la qualité du service

Source: Cour des comptes européenne.

60 Aucune démarche réglementaire n’est optimale dans tous les contextes. Les cadres réglementaires qui octroient des avantages supplémentaires aux gestionnaires de réseau lorsqu’ils augmentent les investissements dans le réseau (à savoir la réglementation axée sur le coût du service) peuvent donner lieu à des dépenses inefficientes. En d’autres termes, cela peut conduire les gestionnaires de réseau à investir trop dans les infrastructures de réseau (par exemple, de nouvelles lignes) et trop peu dans l’innovation et l’amélioration de l’efficience (par exemple, le développement de solutions numériques). Les remèdes à cette distorsion peuvent notamment consister à traiter les investissements dans le réseau et les coûts opérationnels sur un pied d’égalité, à encourager les entreprises à choisir l’option présentant le meilleur coût-efficacité, à rétribuer l’efficience et à mettre l’accent sur la performance plutôt que sur les dépenses (voir ***encadré 10***).

Encadré 10

Lutter contre la distorsion en faveur des investissements dans le réseau au moyen d'incitations: l'approche de l'Italie

Le cadre réglementaire italien pour la période 2024-2031 lie la rémunération des gestionnaires de réseau à la rétribution de l'efficience et non aux investissements dans le réseau. Les gestionnaires de réseau sont autorisés à conserver une partie des économies que les investissements proposés dans le réseau ont permis de réaliser par comparaison avec les autres solutions possibles ou avec les coûts passés. Les gestionnaires de réseau sont également incités à réduire les coupures et les déperditions d'électricité. Les GRT sont en outre rétribués lorsqu'ils réduisent le coût de l'équilibrage entre l'offre et la demande d'électricité et qu'ils augmentent la quantité d'électricité pouvant être transportée entre zones géographiques, surtout si cela est réalisé avec de faibles dépenses en capital.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations communiquées par l'ARERA, de la décision 597/2021/R/EEL de l'ARERA, du texte intégré de son règlement sur les objectifs de dépenses et de services (TIROSS) 2024-2031, de son règlement sur les incitations fondées sur les résultats applicable aux GRT et de son règlement sur les incitations fondées sur les résultats applicable aux GRD.

Lutter contre la distorsion en faveur des investissements dans le réseau au moyen d'incitations: l'approche de l'Allemagne

En Allemagne, la rémunération des gestionnaires de réseau est déterminée sur la base d'une analyse comparative de leur efficience. Les gestionnaires comptant plus de 30 000 clients raccordés sont tenus de participer. Pour les GRT, l'analyse comparative peut être effectuée par rapport à des entreprises nationales ou internationales, lorsque les données le permettent, ou par rapport à un modèle de réseau considéré comme «idéal». Les gestionnaires qui font preuve d'efficience peuvent conserver une plus grande part de leurs recettes, tandis que les moins efficients s'exposent à un plafonnement de leurs recettes à un niveau plus bas, ce qui encourage les améliorations.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base du règlement allemand relatif à la régulation des réseaux de fourniture d'énergie par le recours à des incitations (*Anreizregulierungsverordnung*).

S'appuyer sur la planification pour lutter contre la distorsion en faveur des investissements: le principe NOVA

Le principe NOVA, prévu par la loi allemande relative à l'approvisionnement en énergie, impose aux GRT de privilégier l'optimisation du réseau et son renforcement par rapport à son expansion pour répondre aux besoins en matière de transport d'électricité. Par exemple, l'optimisation peut consister à recourir à des technologies telles que les lignes à charge dynamique pour accroître la capacité des lignes existantes, et le renforcement, à moderniser les câbles existants en employant des conducteurs de plus haute capacité. De nouvelles extensions du réseau ne doivent être envisagées que si ces mesures s'avèrent insuffisantes.

Source: *Energiewirtschaftsgesetz*.

61 L'***annexe VI*** présente les cadres réglementaires utilisés par les États membres, tandis que l'***annexe VII*** fournit une vue d'ensemble des meilleures pratiques et des points à améliorer au niveau de l'UE en ce qui concerne le cadre réglementaire régissant la rémunération des gestionnaires de réseau, selon les ARN.

L'impact des investissements réseau sur les factures d'électricité est peu clair

62 Les cadres réglementaires fixent le montant maximal des rémunérations, généralement facturées dans le cadre des **tarifs de réseau**, que les gestionnaires de réseau sont autorisés à tirer de la distribution et du transport de l'électricité jusqu'aux utilisateurs. C'est ce que l'on appelle les **recettes autorisées**. Elles sont généralement suffisantes pour permettre aux gestionnaires d'obtenir un retour sur leurs investissements dans le réseau, tout en couvrant l'amortissement des actifs et les charges d'exploitation du réseau.

63 La définition des **tarifs de réseau** varie d'un État membre de l'UE à l'autre. Chaque ARN définit sa propre méthodologie pour affecter les recettes et répartir les coûts entre les utilisateurs du réseau (par exemple, les ménages, les entreprises, l'industrie, les unités de stockage et les générateurs). En 2023, les tarifs de réseau se sont élevés en moyenne à 0,072 euro/kWh pour les ménages de l'UE, et à 0,035 euro/kWh pour les consommateurs non résidentiels. Ces montants varient toutefois d'un État membre à l'autre[18].

64 L'**impact** à long terme **des investissements réseau sur les tarifs de réseau** n'est toujours pas clair. Nous avons demandé aux ARN leurs estimations concernant l'effet de l'augmentation des investissements réseau sur les tarifs. La grande majorité d'entre elles (22 dans le cas des tarifs des GRT et 21 dans celui des tarifs des GRD) n'ont pas répondu ou n'avaient réalisé aucune estimation. À court terme, comme le montre l'exemple des Pays-Bas, il est possible que les tarifs augmentent pour les consommateurs (voir ***encadré 11***), mais par la suite, la consommation croissante de l'électricité pourrait permettre de répartir les coûts sur une plus grande quantité de kWh et un plus grand nombre d'utilisateurs, ce qui peut limiter les augmentations des prix du kWh.

---

[18] Cour des comptes européenne, sur la base des données d'Eurostat relatives aux composants des prix de l'électricité pour les consommateurs non résidentiels et les consommateurs résidentiels.

Encadré 11

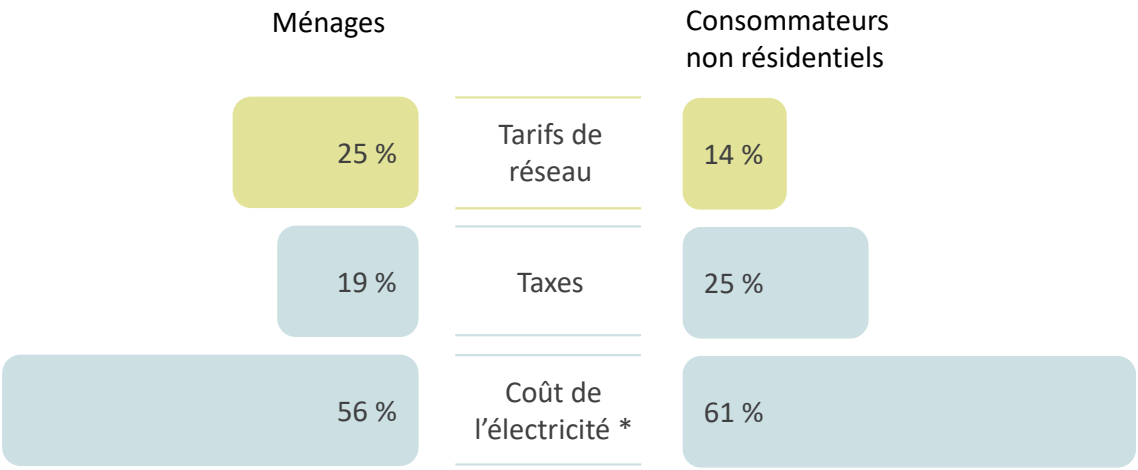
Augmentation des tarifs en raison des coûts de fonctionnement et d'investissement: un exemple aux Pays-Bas

Ces dernières années, l'autorité néerlandaise en charge des consommateurs et des marchés, régulatrice du secteur de l'énergie, a approuvé des augmentations de tarifs de la part aussi bien des GRD que des GRT, dues à la hausse des coûts de fonctionnement et à la nécessité de réaliser des investissements importants dans le réseau pour soutenir la transition énergétique. Pour les ménages, les tarifs de réseau mensuels ont augmenté en moyenne de 10 euros en 2023 et de 7 euros en 2024. Il est prévu qu'ils augmentent de quelque 5 euros en 2025. De la même manière, les petites et moyennes entreprises ont subi des hausses allant de 30 % à 53 % en 2023, et devraient faire face à une hausse supplémentaire de 11 % en 2025. Les gros utilisateurs raccordés directement au réseau national à très haute tension et à haute tension ont essuyé une augmentation brutale en 2023 et en 2024, mais, en 2025, ils devraient soit subir une augmentation plus modeste soit bénéficier d'une baisse.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base des documents suivants de l'autorité néerlandaise en charge des consommateurs et des marchés: proposition de tarifs 2023, tarifs pour 2024, décision relative aux tarifs du GRT pour 2024, tarifs pour 2025, décision relative aux tarifs du GRT pour 2025.

65 Les tarifs de réseau ne constituent généralement pas le composant le plus important des **factures d'électricité des consommateurs**. La facture d'électricité est composée de trois éléments: les tarifs de réseau, les taxes et le coût de l'électricité proprement dite, qui représente d'habitude la plus grande part du montant total (voir ***figure 19***). La facture globale d'électricité dépend donc aussi de facteurs autres que les tarifs de réseau.

Figure 19 – La structure de la facture d'électricité (chiffres moyens, 2023)



* Prix de l'électricité multiplié par la consommation.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base de données d'Eurostat.

66 Dans l'UE, les consommateurs industriels paient généralement des redevances de réseau plus faibles que les ménages, mais ils sont confrontés à des **prix de l'électricité** plus élevés que dans d'autres pays, comme les États-Unis d'Amérique. Selon la Commission[19], le prix de détail de l'électricité dans l'UE a toujours été une et demi à deux fois plus cher qu'aux États-Unis. De 2021 à 2023, les consommateurs industriels dans l'UE ont payé entre deux et trois fois plus que leurs homologues aux États-Unis. Cette différence peut avoir une incidence sur la **compétitivité de l'UE** et complique la tâche des ARN qui doivent répondre aux besoins croissants en investissements dans les infrastructures de réseau. En conséquence, les autorités peuvent être poussées à répercuter les coûts des tarifs de réseau soit sur les consommateurs soit, par le biais de la fiscalité, sur les contribuables[20].

[19] Communication de la Commission «Une industrie européenne forte pour une Europe durable» (COM(2024) 163), point 4.

[20] ACER, *Challenges of the future electricity system*, 2024, point 4.1.

67 La Commission estime que le remplacement progressif des carburants fossiles par des sources d'énergies renouvelables de moins en moins chères permettra aux **prix de l'électricité** de rester relativement stables à long terme[21]. Cela étant dit, la nécessité d'acheminer l'électricité depuis des sites de production renouvelable souvent éloignés pourrait générer des coûts supplémentaires pour le système[22], ce dont il n'est actuellement pas tenu compte pour fixer les prix de l'électricité.

Les gestionnaires de réseau ont besoin d'accéder à des financements

68 L'électricité est un secteur à très forte intensité de capital, qui implique d'importants coûts d'investissement en amont pour le développement des infrastructures. Les gestionnaires de réseau ont beau recouvrer leurs investissements au fil du temps grâce à leur rémunération (voir point ***62***), ils doivent malgré tout obtenir des financements au préalable. Pour ce faire, ils peuvent recourir à des ressources internes (fonds propres) ou à des emprunts sur les marchés financiers. Toutefois, diverses parties prenantes ont souligné une difficulté majeure, à savoir l'écart entre les investissements importants à réaliser en amont et les fonds disponibles.

69 Nous avons analysé les données sur les **capacités financières** des gestionnaires de réseau en nous appuyant sur les informations de Moody's relatives à la probabilité de défaut et à la notation de crédit implicite de 631 gestionnaires de réseau, ainsi que sur des données financières provenant de la base de données ORBIS pour 711 gestionnaires. La notation de crédit des gestionnaires de réseau informe sur leur capacité de satisfaire à leurs obligations de paiement envers leurs créanciers. Notre analyse porte sur tous les GRT et les GRD qui sont membres de l'entité des GRD de l'Union et de l'association GEODE et pour lesquels nous avons pu extraire d'ORBIS des données actualisées.

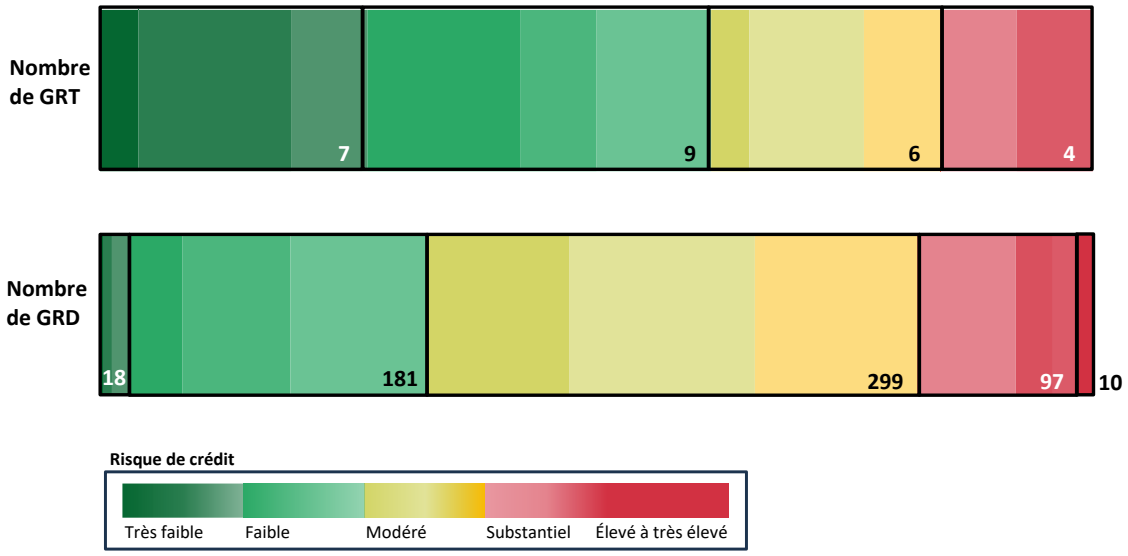
---

[21] Analyse d'impact (document SWD(2024) 63) accompagnant la communication de la Commission «Garantir notre avenir», 3e partie, tableaux 36, 37 et 47.

[22] Centre commun de recherche, *Redispatch and congestion management*, 2024.

70 La plupart des gestionnaires de réseau analysés affichaient des **notes de risque de crédit** très basses à modérées, moins de 18 % d'entre eux étant considérés comme présentant un risque «substantiel» à «très élevé» de manquer à leurs obligations de remboursement, ce qui les rend moins attractifs pour les banques. Les GRT, en particulier, présentent généralement un risque de crédit plus faible. Ce risque est plus important chez les GRD. Environ 34 % d'entre eux, qui desservent ensemble plus d'un quart des clients raccordés aux gestionnaires de réseau analysés, se situent dans les fourchettes de notation de crédit les plus basses, catégorie dite «spéculative» comprise (voir ***figure 20***). Ces gestionnaires peuvent éprouver des difficultés à obtenir des financements à un prix abordable pour leurs futurs investissements dans le réseau.

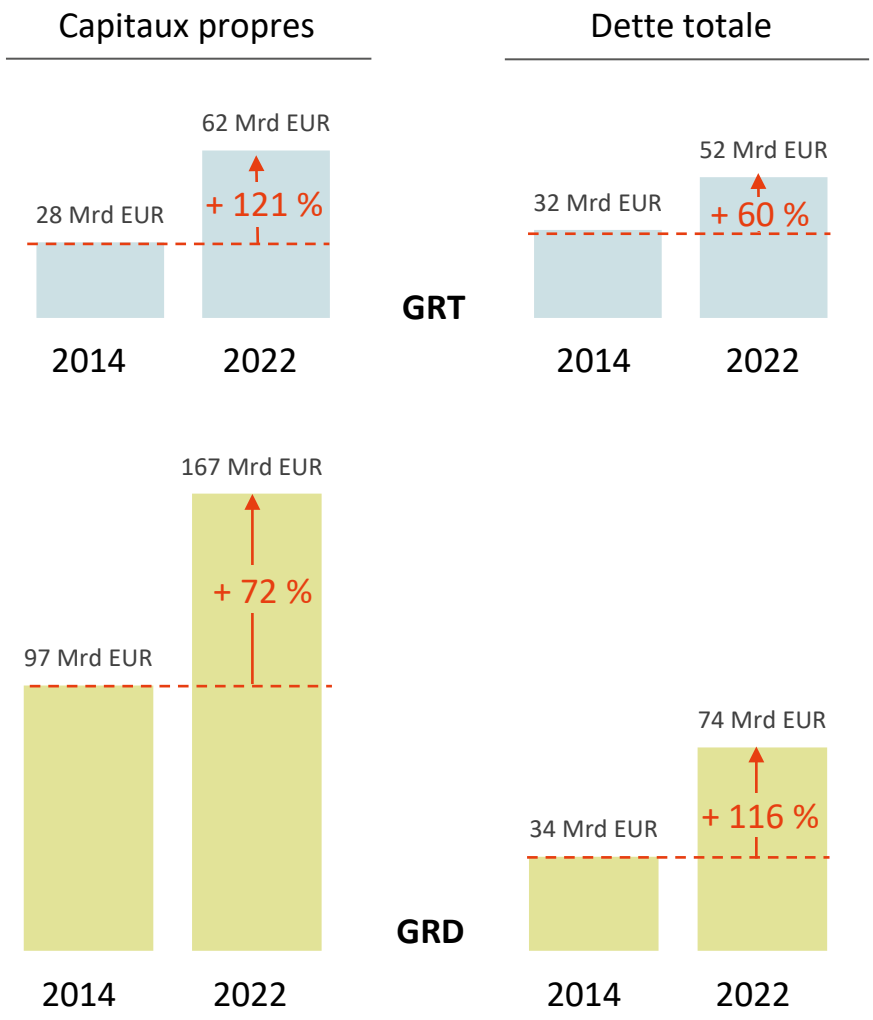
Figure 20 – Situation en matière de risque de crédit: stable pour les GRT et plus risquée pour les GRD



Source: Cour des comptes européenne, sur la base des données les plus récentes disponibles dans la banque de données ORBIS (données de 2022 ou de 2023).

71 Dans le cadre de notre analyse, nous avons constaté que les bilans des gestionnaires de réseau laissaient apparaître des **efforts de financement** accrus et des niveaux d'endettement et de capitaux propres en hausse (voir ***figure 21***). Pour renforcer leur position financière, les gestionnaires de réseau utilisent des stratégies telles que la vente d'actifs non essentiels, la recapitalisation ou l'émission de titres de créance hybrides combinant des éléments d'emprunt et de fonds propres.

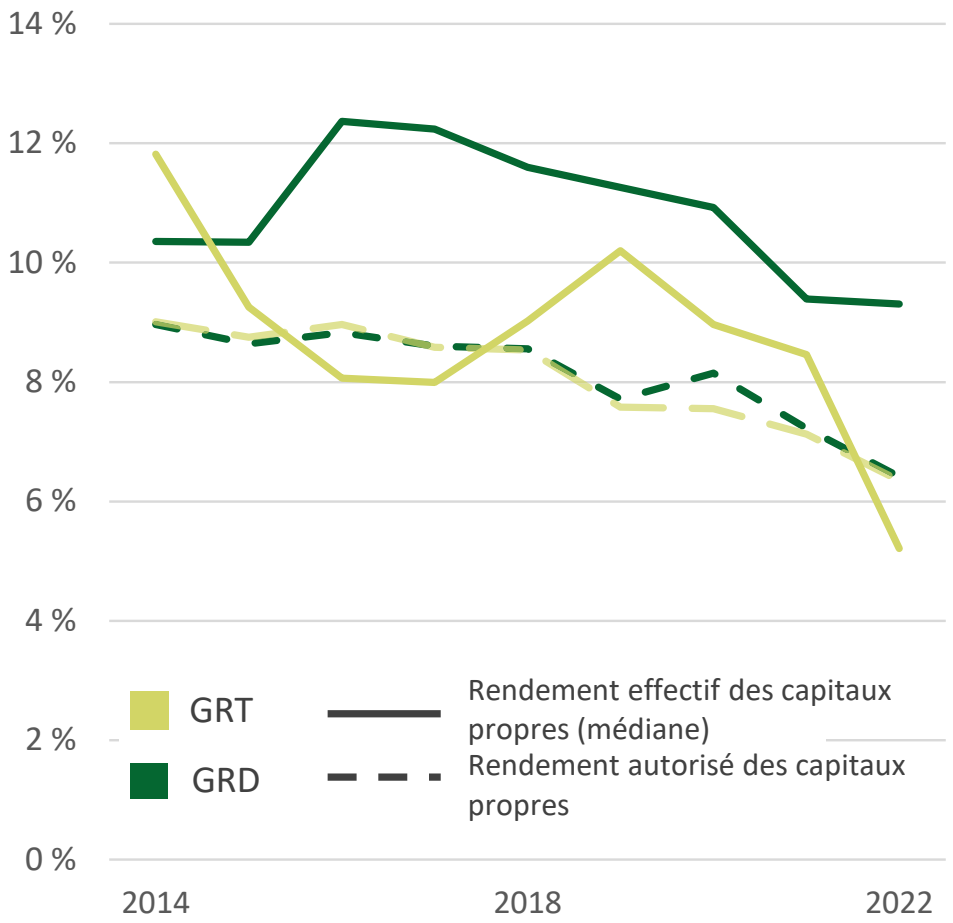
Figure 21 – Efforts de financement accrus de la part des gestionnaires de réseau



Source: Cour des comptes européenne, se fondant sur la base de données ORBIS.

72 Notre analyse a également révélé une tendance à la baisse du rendement des capitaux propres. Les gestionnaires de réseau de distribution, surtout de petite taille, enregistrent des rendements plus élevés que les gestionnaires de réseau de transport (voir ***figure 22***). Pour la plupart des exercices, les gestionnaires de réseau obtiennent des rendements dépassant le montant autorisé des recettes. Cela tient au fait que les **rendements effectifs** peuvent s'écarter des montants autorisés en raison de plusieurs facteurs, tels que l'efficience opérationnelle et, en particulier pour les gestionnaires de réseau de distribution, les sources de recettes additionnelles hors secteur de l'électricité.

Figure 22 – Des rendements de capitaux propres en baisse pour les gestionnaires de réseau



Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations communiquées par les ARN pour les rendements autorisés et de données extraites d'ORBIS pour les rendements effectifs.

73 Pour intéresser les investisseurs, les gestionnaires de réseau doivent rester attractifs, et les **cadres réglementaires** jouent un rôle important à cet égard. Or ces cadres doivent à la fois s'adapter aux conditions du marché, par exemple la hausse des taux d'intérêt et celle des coûts opérationnels, et garantir des retours sur investissement équitables pour les gestionnaires (un exemple de démarche visant à répondre à cette difficulté est présenté à l'***encadré 12***).

Encadré 12

Assurer la stabilité financière: la démarche italienne

Le cadre réglementaire italien concernant la période 2024-2031 atténue le risque financier pour les gestionnaires de réseau à l'aide de mécanismes d'équilibrage par compensation entre les recettes effectives et celles autorisées. Lorsque les recettes effectives ne sont pas à la hauteur, des composants tarifaires spécifiques viennent les compenser. L'autorité de régulation assure le suivi du rendement des capitaux propres prévus par la réglementation et des niveaux d'endettement afin de préserver la santé financière des gestionnaires et de faire en sorte qu'ils puissent obtenir des prêts à des conditions favorables. Le cadre prévoit également une compensation des surcoûts opérationnels et des évolutions imprévues des coûts, dues par exemple à des modifications de la réglementation ou des obligations de service, et autorise les ajustements ex post liés à l'inflation.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations d'ARERA.

74 Un autre moyen pour les ARN d'aider les gestionnaires de réseau à accéder au financement consiste à les autoriser à investir sur la base des prévisions de besoins futurs afin de préparer le réseau à la demande à venir, avant même que ces besoins ne soient confirmés. Si cette stratégie comporte le risque que les investissements soient sous-utilisés ou qu'ils deviennent obsolètes avant d'avoir été pleinement utilisés, elle permet d'atténuer l'incertitude accrue à laquelle sont confrontés les gestionnaires. Selon l'ACER et le CEER, les ARN pourraient autoriser les gestionnaires de réseau à démarrer les activités préalables à la construction dans le cadre des projets de réseau avant d'approuver pleinement les projets. Cela permettrait d'accélérer le processus, mais nécessite des évaluations et une planification rigoureuses pour s'assurer que ces investissements sont effectivement nécessaires.

Initiatives de l'UE en matière de financement

75 Pour faciliter l'accès des gestionnaires de réseau au financement, dans le plan d'action de l'UE pour les réseaux, la Commission:

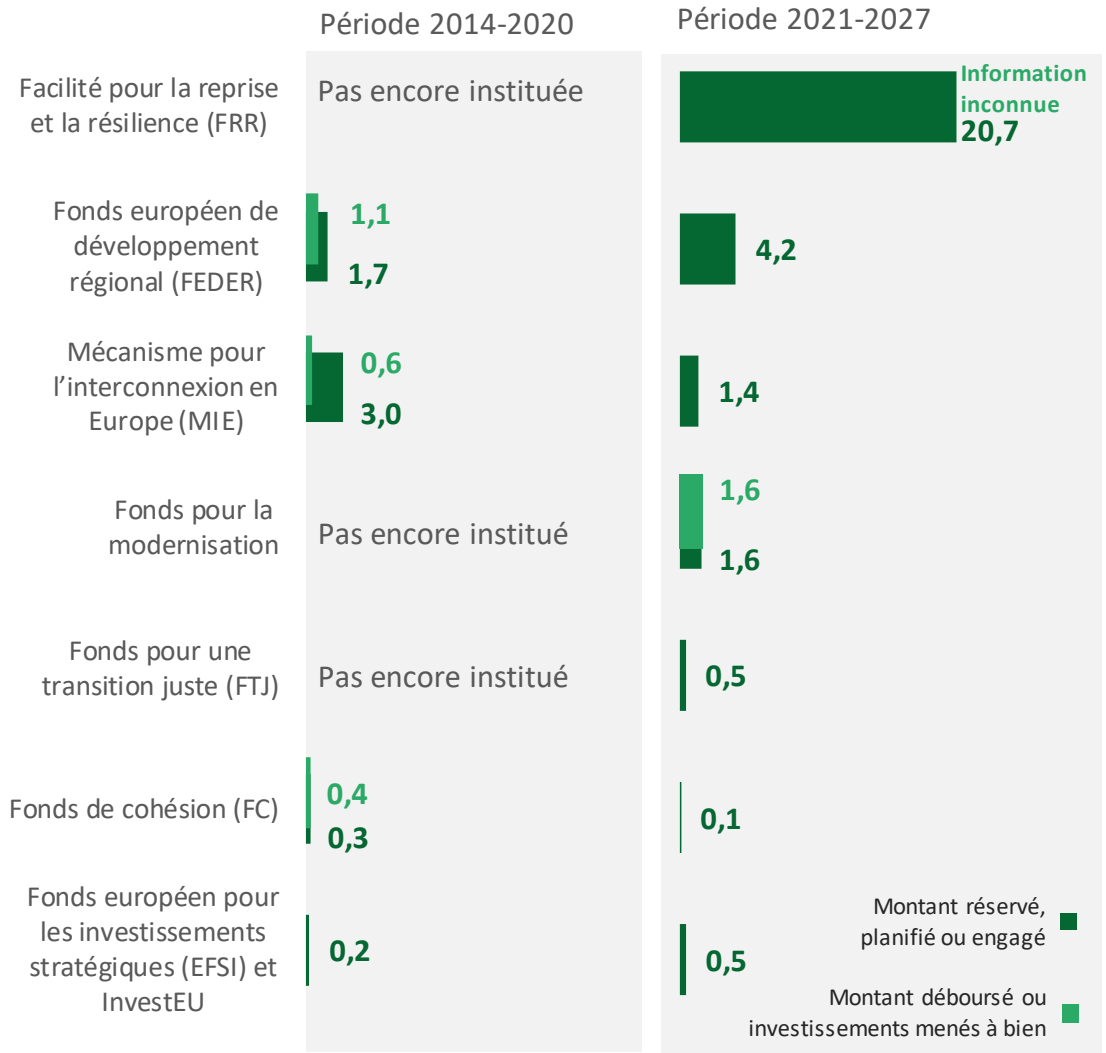
- promeut les investissements tournés vers l'avenir, s'engage à collaborer avec des institutions telles que la Banque européenne d'investissement pour explorer de nouveaux outils de financement, et vise à accroître l'attractivité des possibilités de financement de l'UE;
- invite les ARN à revoir régulièrement les méthodes de fixation des tarifs de réseau afin de passer des modèles axés sur les investissements à des démarches plus souples et en adéquation avec l'évolution des besoins du système énergétique, tout en promouvant la diffusion des meilleures pratiques.

76 Il existe plusieurs **instruments de l'UE** qui permettent de soutenir les investissements dans les infrastructures de réseau électrique (voir ***annexe VIII***). Au titre de la période 2014-2020, quelque 5,3 milliards d'euros de financements de l'UE étaient disponibles pour les investissements dans le réseau. Pour la période 2021-2027, ce montant est passé à environ 29,1 milliards d'euros, principalement du fait de la facilité pour la reprise et la résilience (FRR), qui constitue la plus grande source de financement. Ces montants représentent une petite partie des besoins totaux en investissements dans le réseau.

77 La mise en œuvre des financements de l'UE en faveur des investissements dans le réseau s'est également heurtée à certaines difficultés. La Commission a déclaré que certaines possibilités de financement avaient été sous-utilisées[23]. Au total, 3,7 milliards d'euros avaient été utilisés en 2024 au titre des deux périodes (voir ***figure 23***). En ce qui concerne plus spécifiquement la FRR, les États membres n'étant pas tenus de déclarer les dépenses supportées, le montant effectivement utilisé est inconnu. En outre, comme nous l'avons indiqué dans un précédent rapport d'audit, la progression de la FRR accuse des retards et le risque existe que certaines de ses mesures ne soient pas menées à bien. Par ailleurs, le fait qu'il s'agisse d'un instrument temporaire limite son utilité pour répondre aux besoins en investissements à long terme.

[23] Communication de la Commission «Un plan d'action de l'UE pour les réseaux» (COM(2023) 757), point I.

Figure 23 – Montants dégagés par l'UE pour les investissements dans le réseau au titre des périodes de programmation 2014-2020 et 2021-2027 (en milliards d'euros)



Remarques: Pour la période 2014-2020, les montants relevant du FEDER et du Fonds de cohésion (FC) correspondent aux domaines d'intervention 005, 006 et 015 (électricité et réseaux intelligents); pour la période 2021-2027, les montants relevant du FEDER, du FC et du Fonds pour une transition juste (FTJ) correspondent au domaine d'intervention 053 (systèmes énergétiques et stockage intelligents).

Source: Cour des comptes européenne, sur la base d'informations provenant: de la plateforme de données ouvertes sur la cohésion pour le FEDER, le FC et le FTJ (données arrêtées en juin, mai et mars 2024, respectivement); de la Commission pour l'EFSI et InvestEU, le MIE et la FRR (données arrêtées en mai, juin et novembre 2024, respectivement); d'Internet pour le Fonds pour la modernisation.

Observations finales

78 L'UE s'est fixé des objectifs climatiques et énergétiques au long cours pour lutter efficacement contre le changement climatique, et elle a déjà progressé vers leur réalisation. Ces dernières années, plusieurs initiatives et paquets législatifs ont été élaborés pour atteindre ces objectifs, et notamment pour produire de l'électricité à partir de sources renouvelables et développer le réseau électrique. La guerre d'agression menée par la Russie contre l'Ukraine a accru le besoin de solutions de substitution au gaz, y compris l'électrification de l'économie de l'UE (points ***01*** à ***14***).

79 Des investissements à grande échelle dans le réseau sont indispensables pour soutenir la transition énergétique et moderniser un réseau vieillissant. Dans la première partie de ce document d'analyse, nous examinons les fondements des investissements dans le réseau, en soulignant leur importance et en analysant les plans d'investissement existants des gestionnaires de réseau à l'horizon 2050 (points ***20*** à ***39***). Si le rythme actuel des investissements planifiés se maintient, les investissements dans le réseau atteindront au total 1 871 milliards d'euros pour la période allant de 2024 à 2050. Ce montant se situe en deçà des besoins en investissements dans le réseau électrique estimés par la Commission, qui sont de l'ordre de 1 994 milliards à 2 294 milliards d'euros. Nous avons mis en évidence plusieurs obstacles à l'accélération des investissements dans les infrastructures de réseau:

- le caractère inefficace, complexe et fragmenté de la planification du réseau;
- la lenteur des processus d'octroi des permis et l'acceptation limitée par le public;
- les pénuries d'équipements, de matériaux et de main-d'œuvre qualifiée.

Les obstacles susmentionnés peuvent être atténués par les mesures suivantes:

- une meilleure coordination et une intégration des pratiques en matière de planification du réseau;
- la simplification des procédures d'octroi des permis et le renforcement de la participation du public;
- le recours à des solutions technologiques modernes et l'usage croissant de processus et outils transparents tels que les cartes des capacités;
- des initiatives en matière de formation et de montée en compétences en réponse à la pénurie de main-d'œuvre.

80 Dans sa deuxième partie, notre document présente des stratégies pour optimiser le développement du réseau et réduire les besoins en investissements (points ***40*** à ***58***). Ces stratégies visent principalement à atténuer la pression exercée sur le réseau grâce à une meilleure adaptation aux fluctuations journalières, hebdomadaires et saisonnières de la consommation et de la production d'énergie. Des solutions plus efficientes de gestion de l'offre et de la demande d'électricité peuvent réduire la nécessité de procéder à une extension à grande échelle du réseau. Nous avons retenu les possibilités suivantes:

- renforcer les interconnexions entre États membres;
- généraliser l'utilisation des technologies de pointe en matière de réseaux;
- recourir à des mesures impliquant une participation active de la demande pour lisser les pics de demande;
- développer de nouvelles solutions de stockage à plus grande échelle;
- accroître le rôle des prosommateurs et des communautés énergétiques.

Les réalités ci-après empêchent de tirer pleinement parti de ces possibilités:

- le déploiement des compteurs intelligents est lent dans certains États membres;
- les solutions de stockage telles que les batteries et la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables sont insuffisamment abouties ou trop coûteuses.

81 Dans la dernière partie de notre document, nous analysons les modalités de financement des investissements dans le réseau, l'influence des cadres réglementaires sur les décisions d'investissement des gestionnaires de réseau et les données sur les capacités financières de ces gestionnaires (points ***59*** à ***77***). Nous y faisons état de trois grands défis:

- trouver un équilibre entre le besoin d'investir et celui de maintenir les factures d'électricité à un niveau abordable pour les consommateurs, en particulier les ménages et les industries grandes consommatrices d'énergie;
- préserver l'accès des gestionnaires de réseau au financement;
- accélérer les investissements tout en limitant le risque de consacrer des ressources à des projets qui, au final, pourraient s'avérer sous-utilisés ou inutiles.

Dans le même temps, les possibilités ci-après s'offrent pour faciliter le financement :

- recourir à des cadres réglementaires appropriés pour inciter à des investissements efficients;
- exploiter tout le potentiel des initiatives de financement de l'UE.

82 Pour préparer le réseau électrique de l'UE à la neutralité carbone, toutes les parties impliquées doivent travailler de concert. L'Union européenne, et surtout la Commission, ont un rôle essentiel à jouer dans ce processus, en améliorant la gouvernance et la planification générales, en établissant l'environnement législatif requis et en apportant des financements. En parallèle, il incombe aux États membres et aux gestionnaires de développer le réseau et de résoudre les difficultés d'ordre pratique, réglementaire et financier. Enfin, les consommateurs sont appelés à jouer un rôle de plus en plus important en tant que producteurs d'énergie et membres actifs du système électrique de demain.

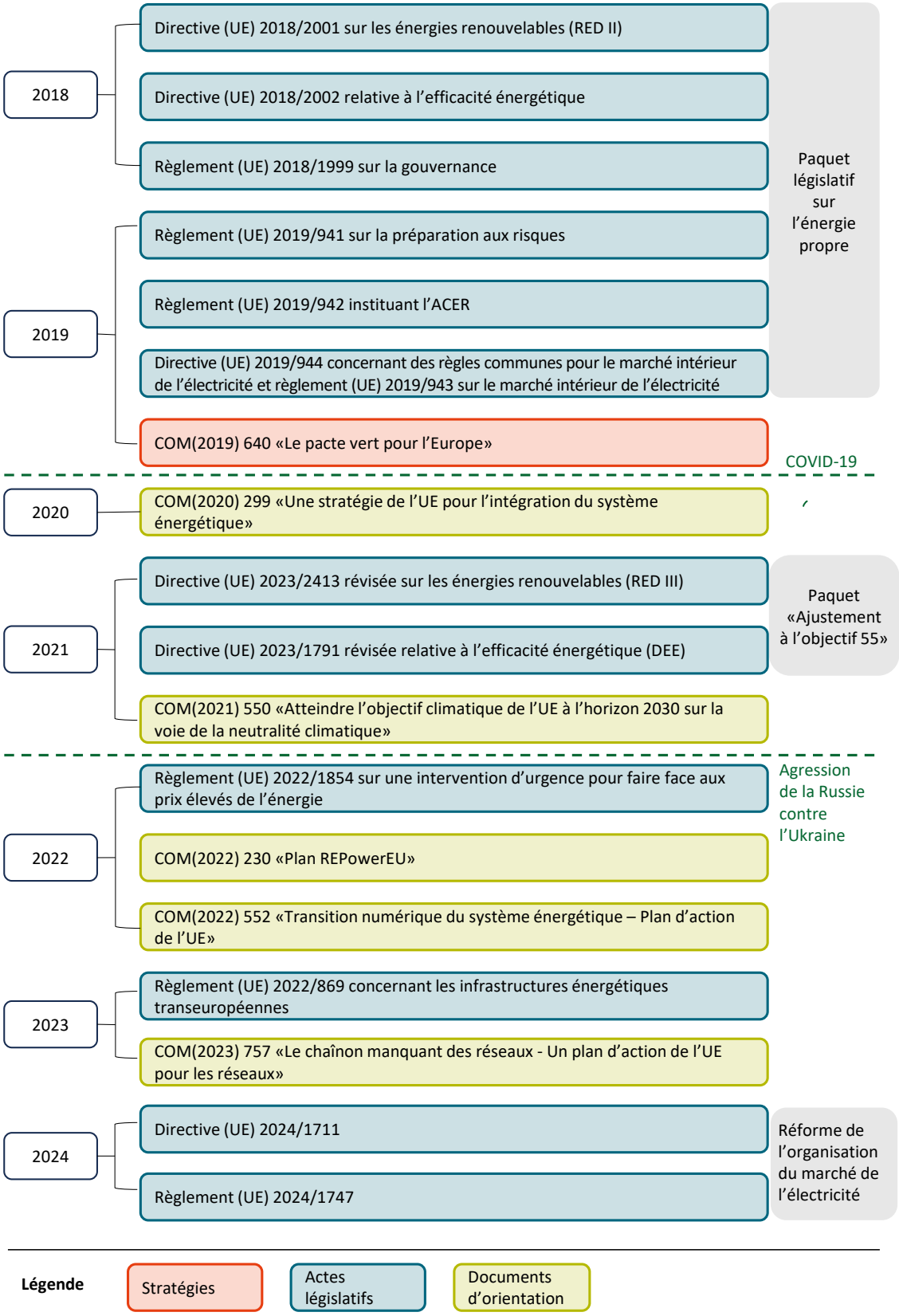
Le présent document d'analyse a été adopté par la Chambre I, présidée par Joëlle Elvinger, Membre de la Cour des comptes, à Luxembourg en sa réunion du 12 février 2025.

Par la Cour des comptes

Tony Murphy
Président

Annexe I – Évolution de la politique de l'UE relative aux réseaux électriques

1996	Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité	Premier paquet législatif sur l'énergie
2001	COM(2001) 125 «Achèvement du marché intérieur de l'énergie»	
2003	Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité	Deuxième paquet législatif sur l'énergie
	Règlement (CE) n° 1228/2003 sur les échanges transfrontaliers d'électricité	
2006	COM(2006) 841 «Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité»	
2009	Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité	Troisième paquet législatif sur l'énergie
	Règlement (CE) n° 714/2009 sur les échanges transfrontaliers d'électricité	
	Règlement (CE) n° 713/2009 instituant l'ACER	
	Directive 2009/28/CE relative aux énergies renouvelables (RED)	
2011	Règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie («règlement REMIT»)	
2012	COM(2012) 663 «Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie»	
2013	Règlement (UE) n° 347/2013 concernant les infrastructures énergétiques transeuropéennes	
2015	COM(2015) 080 «Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente»	
	COM(2015) 082 «Réaliser l'objectif de 10 % d'interconnexion [...] pour 2020»	
2016	COM(2016) 860 «Une énergie propre pour tous les Européens»	
2017	COM(2017) 0718 «Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe»	



Source: Cour des comptes européenne.

Annexe II – Principales caractéristiques des réseaux électriques de l'UE

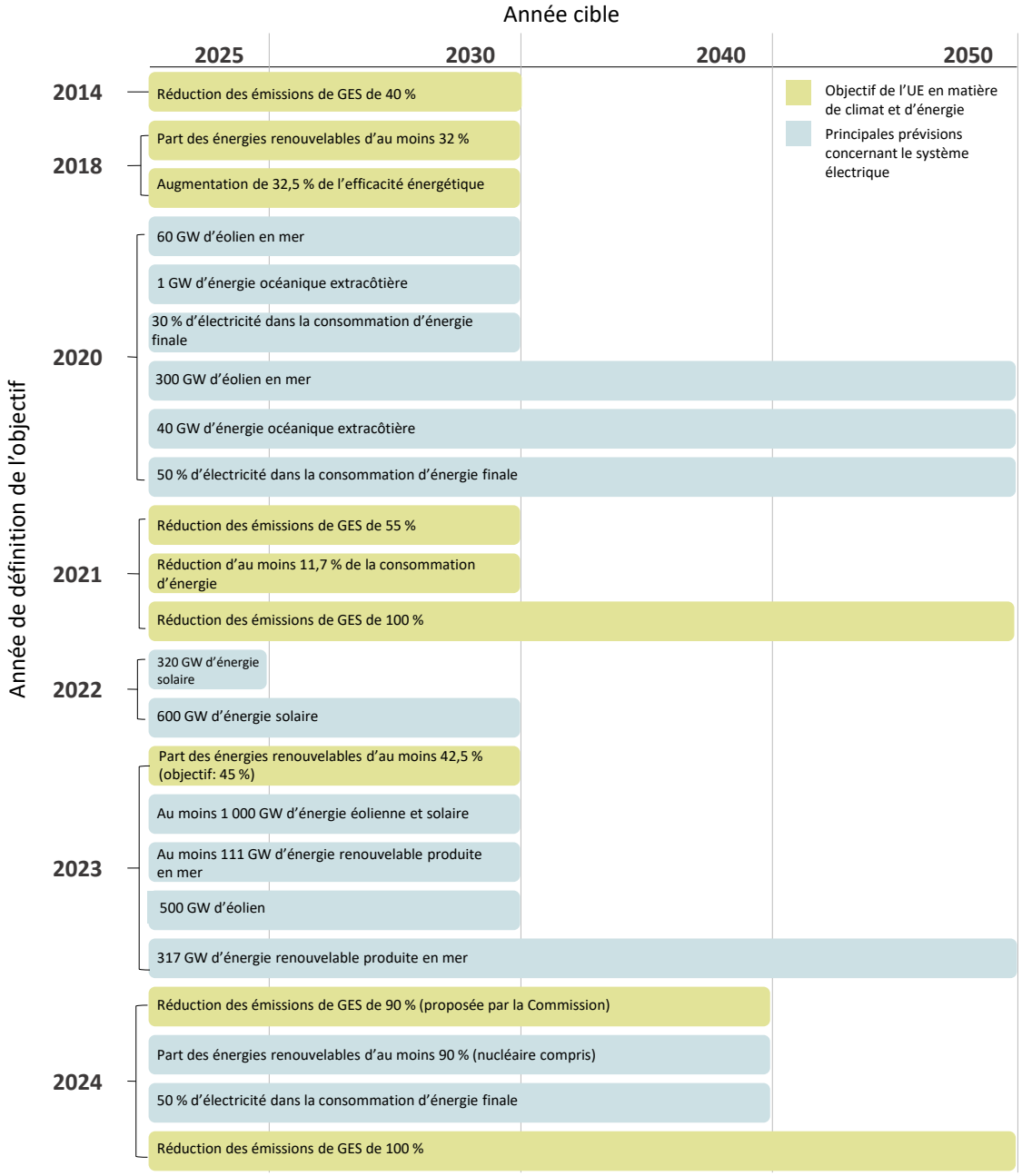
	Gestionnaires de réseau			Longueur des réseaux				Âge des réseaux	
	GRD	GRT	Consommateurs raccordés	de distribution	de transport	de courant continu	Total	de distribution	de transport
	Nombre	Nombre	en millions	en km	en km	en km	en km	en nombre d'années	en nombre d'années
Autriche	124	2	4,9	263 875	6 769	*	270 644	*	*
Belgique	16	1	6,3	208 632	4 287	*	212 919	32,6	24
Bulgarie	4	1	4,5	161 826	15 384	*	177 210	n.d.	n.d.
Croatie	1	1	2,5	143 130	7 861	*	150 991	*	*
Chypre	1	1	0,5	28 708	1 286	*	29 994	n.d.	n.d.
Tchéquie	252	1	6,2	249 887	5 642	*	255 529	*	*
Danemark	38	1	3,2	158 320	6 100	*	164 420	*	*
Estonie	32	1	0,6	66 203	5 100	139	71 442	25	*
Finlande	77	1	3,8	423 586	14 159	320	438 065	12,0	31,2
France	138	1	40,2	1 409 117	106 602	1 400	1 517 119	17 (lignes souterraines) 25 (pour le reste)	50 (lignes aériennes) 20 (lignes souterraines) 30 (sous-stations)
Allemagne	866	4	52,2	2 199 306	36 988	*	2 236 294	n.d.	13
Grèce	1	1	7,7	247 317	13 531	267	261 115	*	*
Hongrie	6	1	7,5	165 917	4 897	*	170 814	*	27
Irlande	1	1	2,4	181 181	7 191	*	188 372	*	*
Italie	123	1	37,1	1 286 215	72 655	2 797	1 361 667	*	*
Lettonie	10	1	1,1	92 323	5 555	*	97 878	19,4	15,1
Lituanie	5	1	1,9	128 405	7 299	*	135 704	35	36,5
Luxembourg	5	1	0,3	12 636	163	*	12 799	23 à 27	9 à 40
Malte	1	Pas de GRT	0,3	6 175	0	*	6 175	n.d.	n.d.
Pays-Bas	6	1	9	262 000	10 000	*	272 000	*	*
Pologne	231	1	19,1	893 295	16 341	127	909 763	*	*
Portugal	13	1	6,5	234 669	9 409	0	244 078	18	14

	Gestionnaires de réseau			Longueur des réseaux				Âge des réseaux	
	GRD	GRT	Consommateurs raccordés	de distribution	de transport	de courant continu	Total	de distribution	de transport
	Nombre	**Nombre**	**en millions**	**en km**	**en km**	**en km**	**en km**	**en nombre d'années**	**en nombre d'années**
Roumanie	8	1	9,4	506 716	9 115	0	515 831	Lignes à 110 kV: 47 Lignes à moyenne tension: 43 Lignes à basse tension: 38 Sous-stations à 110 kV: 44 Sous-stations à moyenne tension: 34	Lignes aériennes à 110 kV: 36 Lignes aériennes à 220 kV: 52 Lignes aériennes à 400 kV: 44 Transformateurs: 20
Slovaquie	146	1	2,7	94 790	3 126	*	97 916	*	*
Slovénie	1	1	0,8	65 477	3 114	*	68 591	*	*
Espagne	333	1	29,6	825 765	45 222	*	870 987	22,67	14
Suède	150	1	5,6	577 004	17 000	*	594 004	28	35
TOTAL	2 589	30	265,9	10 892 474	434 795	n.d.	11 332 320		

* Pas d'informations fournies par l'ARN.

Source: Cour des comptes européenne, sur la base des réponses aux questionnaires adressés aux ARN, du rapport du CEER de février 2024 intitulé *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023* et de la carte de l'entité des GRD de l'Union de 2024 intitulée *Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU* (2024), fondée sur des informations communiquées à l'entité des GRD de l'Union par les gestionnaires de réseau de distribution.

Annexe III – Évolution des objectifs de l'UE en matière de climat et d'énergie



Source: Cour des comptes européenne, situation en juin 2024.

Annexe IV – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE en matière de planification

Meilleures pratiques citées en matière de planification
Planification fondée sur des scénarios et intégrant le processus d'élaboration du plan de développement national et celui du plan décennal de développement en ce qui concerne les jeux de données, les scénarios et la modélisation.
Soumission des scénarios à la consultation publique et collecte des avis des parties prenantes, ARN comprises, à un stade précoce afin d'en tenir compte dans l'élaboration des scénarios et des hypothèses sous-tendant la modélisation.
Accès total des ARN aux données à résolution spatiale au niveau des sous-stations et ventilation entre raccordements existants et planifiés, par type de raccordement et en fonction des méthodes de planification du réseau.
Les ARN devraient être légalement habilitées à remettre en cause la planification proposée par les GRT.
Une analyse coûts-avantages rigoureuse de chaque investissement.
Établissement d'un cadre méthodologique pour les plans de développement du réseau de distribution.
Recours en parallèle à l'analyse technique et à l'analyse économique et de marché.
Évaluation des augmentations idéales des capacités interzonales du réseau de transport, ainsi que des lacunes en matière d'infrastructures au niveau de l'UE.
Application de la même méthode de calcul et des mêmes paramètres dans les processus de planification des GRD et des GRT. Prise des décisions en commission conjointe sur les solutions d'investissement, et solutions de développement destinées à remédier aux congestions. Résultat: un processus de planification plus coordonné et transparent dans lequel les ARN peuvent également récolter des informations permettant d'assurer un meilleur suivi du plan.
Points à améliorer au niveau de l'UE
Élaborer une vision commune de l'UE concernant la définition des besoins et l'utilisation de scénarios communs.
Octroyer des compétences plus étendues aux ARN afin qu'elles élaborent un processus d'approbation (et de correction) du plan national de développement qu'elles mettraient elles-mêmes en œuvre (tant pour les GRT que pour les GRD), et les habiliter à réclamer des informations plus détaillées dans le plan national de développement. L'UE devrait faire en sorte que les ARN disposent des pleins pouvoirs en ce qui concerne la planification des infrastructures.
Il faudrait également tenir compte de l'accessibilité financière pour les utilisateurs lors de la prise des décisions (une décision d'investissement entraînera une augmentation des tarifs du système).
Élaborer un manuel (ou un guide) général relatif aux plans nationaux de développement (tant pour les GRT que pour les GRD), indiquant les informations précises que ceux-ci doivent comporter et fournissant un modèle de plan.
Allouer des fonds européens au développement des réseaux aux fins de la transition énergétique.
Assouplir la réglementation et définir des objectifs pour chaque État membre, étant donné que la situation et les possibilités varient d'un pays à l'autre.
Fixer des règles claires précisant dans quelles circonstances les technologies sobres en carbone peuvent être privilégiées par rapport aux technologies à forte intensité de carbone. Avec l'essor des centres de données et des autres grands utilisateurs d'énergie en Europe, il faudra peut-être fixer davantage de normes au niveau de l'UE pour régler les problèmes de stabilité du système et d'augmentation de la demande. Des normes applicables dans toute l'UE éviteraient aux différents États membres d'avoir à adopter des normes de façon ponctuelle au risque de compromettre les futurs investissements.

Source: Informations transmises par les ARN à la Cour des comptes européenne.

Annexe V – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE pour favoriser la flexibilité

Meilleures pratiques citées en matière de flexibilisation
Tous les États membres devraient appliquer le principe de l'utilisateur-payeur dans le cadre des tarifs de réseau liés au stockage. Les ristournes généreuses (surtout pour les systèmes de batteries) ne sont pas justifiées et risquent de donner lieu à une concurrence contre-productive entre États membres.
Une réglementation incitative fondée sur des IPC liés aux coûts de la flexibilité et aux volumes de capacité flexible mis aux enchères.
Une solution à court terme pour l'intégration des pompes à chaleur et des dispositifs de chargement privés, qui sont généralement utilisés simultanément par différents usagers du réseau. Une telle solution peut consister à octroyer au GRD le droit de contrôler des appareils modulables au niveau «basse tension» pour éviter les situations d'urgence. L'intervention du GRD doit être fondée sur des contraintes de réseau observées et nécessite le passage au numérique du niveau «basse tension», avec notamment le déploiement des compteurs intelligents et des appareils de contrôle requis pour stimuler la flexibilité. En échange de cette possibilité de contrôle, le consommateur obtient une ristourne sur les redevances de réseau. Les interventions des GRD sont considérées comme des mesures de dernier recours et ne doivent pas avoir lieu de manière routinière. Si le GRD doit intervenir trop souvent, cela signifie que son réseau doit être étendu.
Incitations à l'innovation en matière de transport et de distribution d'électricité avec des objectifs précis ainsi que des pénalités si les gestionnaires ne les atteignent pas. Cette innovation peut, par exemple, consister en une action visant spécifiquement à accroître le stockage d'électricité et à résoudre les situations de congestion au lieu de procéder à de nouveaux investissements.
Déployer des compteurs intelligents de nouvelle génération, dans le cadre d'un système de rémunération subventionnée, pour pouvoir suivre la consommation en temps réel, ce qui permet aux fournisseurs ou à des tiers de proposer des solutions flexibles de modulation de la consommation. Cette solution ouvre la voie à une flexibilité fine pouvant être offerte par les plus petits consommateurs.
Élaborer une stratégie nationale en matière de modulation de la consommation en consultant diverses parties prenantes afin de jouer sur des leviers essentiels favorisant la flexibilité tels que la flexibilité implicite, la flexibilité explicite et les exigences légales obligatoires. Pour ce qui est de la flexibilité implicite, à savoir celle qui vient répondre à des incitations, les cadres réglementaires peuvent être axés sur le moment d'utilisation et les tarifs dynamiques, sur le chargement des véhicules électriques et, de manière générale, sur la participation active de la demande impliquant des compteurs et des systèmes de communication intelligents. Pour ce qui est de la flexibilité explicite, prévue au contrat ou obtenue grâce à des produits spécialement conçus pour générer une flexibilité bien déterminée, les cadres réglementaires peuvent être pensés pour permettre d'approuver l'acquisition des services nécessaires par les gestionnaires de réseau. Enfin, la flexibilité peut-être suscitée au moyen d'exigences contraignantes. Ces exigences peuvent conditionner le raccordement au système électrique ou concerner la phase de planification, l'idée étant que, au moment de la demande de raccordement d'installations de consommation, des services de flexibilité aient été planifiés et soient en place.
Prévoir la possibilité d'accroître la capacité contractuelle (en kW) des ménages la nuit et le dimanche (heures creuses de consommation), sans augmentation de tarif pour l'électricité supplémentaire (en kW) requise pour recharger les véhicules électriques à domicile. Cette mesure est destinée à diriger la consommation supplémentaire due au chargement des véhicules électriques vers les périodes de basse consommation.
Projets pilotes pour favoriser les marchés locaux de flexibilité et pour incorporer la flexibilité en complément des investissements dans le réseau.
Points à améliorer au niveau de l'UE
Diffuser les bonnes pratiques en matière de flexibilité.

Source: Informations transmises par les ARN à la Cour des comptes européenne.

Annexe VI – Cadres réglementaires régissant la rémunération des gestionnaires de réseau dans les États membres de l'Union

	GRT		GRD		CMPC[1]		Bêta[2]		Ratio d'endettement réglementaire[1]		Rendement autorisé des capitaux propres[2]	
	CAPEX[3]	OPEX[4]	CAPEX[3]	OPEX[4]	GRT	GRD	GRT	GRD	GRT	GRD	GRT	GRD
Autriche					4,88 %	4,16 %	0,85	0,86	60 %	60 %	7,84 %	6,93 %
Belgique			Flandre Wallonie Bruxelles	Flandre Wallonie Bruxelles	4,10 %	3,50 %	0,69	Bruxelles 0,7, Flandre 0,39	40 %	Flandre 60 %	6,11 %	Flandre 5,44 % Bruxelles 4,44 %
Bulgarie					3,00 %	7,00 %	n.d.	0,99		50 %	n.d.	6,90 %
Chypre					1,75 %	4,60 %	0,33	0,52	0 %	31 %	1,92 %	4,26 %
Tchéquie					6,63 %	6,63 %	0,89	0,89	49 %	49 %	9,97 %	9,97 %
Allemagne					n.d.	n.d.	0,81	0,81			5,07 %	5,07 %
Danemark					2,71 %	5,44 %	n.d.	0,70		50 %	6,78 %*	7,00 %
Estonie					6,22 %*	6,27 %	0,69	0,71	50 %	50 %	7,99 %	8,09 %
Grèce					7,51 %	7,66 %	0,80	0,8	45 %	43 %	10,33 %	10,33 %
Espagne					5,58 %	5,58 %	0,72	0,72	50 %	50 %	8,53 %	8,53 %
Finlande					6,67 %	7,37 %	0,56	0,93	41 %	54 %	7,82 %	9,95 %
France					4,60 %	n.d.	0,78	pas de CMPC	60 %		7,80 %	n.d.
Croatie					4,03 %*	4,03 %*	0,38*	0,38*	60 %*	60 %*	n.d.	n.d.
Hongrie					aucune donnée	aucune donnée	0,66*	0,66*			4,38 %*	4,38 %*
Irlande					3,80 %	3,80 %	de 0,35 à 0,4	de 0,35 à 0,40			de 4,80 % à 6,88 %	de 4,80 % à 6,88 %
Italie					5,80 %	6,00 %	n.d.	n.d.			7,91 %*	8,34 %*
Lituanie					5,00 %	5,09 %	0,74	0,77	50 %	50 %	6,54 %	6,70 %
Luxembourg					4,81 %	4,81 %	n.d.	n.d.	50 %	50 %	7,44 %	7,44 %
Lettonie	TOTEX[5]		TOTEX[5]		1,48 %	1,48 %	0,74	n.d.	50 %	50 %	6,36 %	6,36 %
Malte	Pas de GRT				Pas de GRT	6,62 %**		0,87**		53 %**		10,40 %**

	GRT		GRD		CMPC[1]		Bêta[2]		Ratio d'endettement réglementaire[1]		Rendement autorisé des capitaux propres[2]	
	CAPEX[3]	OPEX[4]	CAPEX[3]	OPEX[4]	GRT	GRD	GRT	GRD	GRT	GRD	GRT	GRD
Pays-Bas	TOTEX[5]		TOTEX[5]		de 2,7 à 2,8 %	de 2,7 à 2,8 %	0,63	0,63	45 %	45 %	5,85 % (valeur ex ante)	5,85 % (valeur ex ante)
Pologne					7,47 %	8,48 %	0,72	0,72*	50 %	50 %	9,70 %	7,84 %*
Portugal	TOTEX[5]		TOTEX[5]		5,25 %	5,55 %	0,62	0,69	50 %	50 %	5,50 %	6,10 %
Roumanie					6,39 %	6,39 %	0,70	0,70	40 %	40 %	8,15 %	8,15 %
Suède					4,53 %	aucune donnée	0,54	0,52*	36 %	n.d.	8,59 %	5,52 %*
Slovénie					5,15 %	5,15 %	n.d.	n.d.	40 %	40 %	5,95 %	5,95 %
Slovaquie					5,00 %*	4,99 %*	1,05	1,05	n.d.	n.d.	8,40 %*	8,40 %*

*Données de 2023
** Données de 2022

Couleur	Cadre
	Prix de revient majoré
	Taux de rendement
	Plafonnement du prix
	Plafonnement des recettes
	Non applicable ou non disponible

Remarque:

1) $\text{CMPC (coût moyen pondéré du capital)} = \text{Rendement autorisé des capitaux propres} \times \text{ratio règlementaire} \frac{\text{capitaux propres}}{\text{actifs}} + \text{taux d'intérêt sur la dette} \times \text{ratio règlementaire} \frac{\text{dette}}{\text{actifs}}$

2) $\text{Rendement autorisé des capitaux propres} = \text{taux sans risque} + \text{bêta} \times \text{prime de marché}.$

3) CAPEX (charges de capital): charges à long terme sur les immobilisations, généralement recouvrées au cours du cycle de vie à long terme de l'actif par le jeu de l'amortissement – peuvent se rapporter aux projets de nouvelles lignes, de mise à niveau des sous-stations, de technologies de réseau intelligent ou de modernisation du réseau.

4) OPEX (charges d'exploitation): dépenses quotidiennes liées à l'exploitation, à la maintenance et à la gestion des infrastructures de réseau – peuvent se rapporter aux réparations, à la surveillance et au contrôle du réseau, à l'équilibrage, à l'acheminement («dispatching») et au réacheminement («redispatching») de l'électricité, aux salaires, aux dépenses administratives et aux coûts des systèmes informatiques.

5) TOTEX (charges totales): somme des charges de capital et d'exploitation. Réglementer le TOTEX revient à traiter les coûts de la même manière quelle que soit leur nature (charges de capital ou d'exploitation) afin de ne pas inciter à privilégier un type de coût par rapport à l'autre.

Source: Informations transmises par les ARN à la Cour des comptes européenne.

Annexe VII – Avis des États membres: meilleures pratiques et points à améliorer au niveau de l'UE en matière de cadres réglementaires régissant la rémunération des gestionnaires de réseau

Meilleures pratiques citées concernant les cadres réglementaires régissant la rémunération des gestionnaires de réseau
Octroyer une rémunération financière dans le cadre d'une réglementation incitative afin de favoriser la réalisation de l'objectif de 70 % d'interconnexion entre les zones.
Recours à l'analyse comparative – encourage les gestionnaires à s'améliorer. Un dialogue adéquat entre l'autorité de régulation et les gestionnaires avant la fixation des niveaux de rémunération afin d'acquérir une bonne compréhension des différents enjeux. La méthodologie utilisée pour déterminer la valeur des actifs et les paramètres tarifaires associés doivent être transparents et stables afin que les gestionnaires sachent ce que l'on attend d'eux sur le plan de l'efficience. En cas d'investissements anticipatifs, la méthodologie pour en tenir compte dans la base d'actifs régulés doit être bien décrite afin que les gestionnaires disposent d'informations suffisantes pour prendre les décisions de mise en œuvre de nouveaux projets.
Un règlement fondant la rémunération sur les résultats, étant donné que cela pousse les gestionnaires à améliorer le service et la performance pour les utilisateurs du réseau.
Lier partiellement le taux de rendement de la base d'actifs régulés à l'évolution du taux des emprunts d'État à long terme et, partant, aux marchés financiers, afin de réduire le risque financier pour les gestionnaires.
Points à améliorer au niveau de l'UE
Fournir des orientations sur les bonnes pratiques en matière d'investissements anticipatifs.

Source: Informations transmises par les ARN à la Cour des comptes européenne.

Annexe VIII – Sources de financement de l'UE en faveur des investissements dans les infrastructures de réseaux électriques

Période / base juridique	Source de financement / type de gestion	Objectif	Conditions préalables	Champ d'application du financement	Taux de financement
Développement du réseau					
2014-2020 Règlement (UE) n° 1316/2013	Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE) Gestion directe	Améliorer la compétitivité en contribuant à l'intégration du marché intérieur de l'énergie et en promouvant l'interopérabilité des réseaux par-delà les frontières. Promouvoir le développement durable et la décarbonation en intégrant les sources d'énergies renouvelables et en développant des réseaux intelligents et des réseaux de transport du dioxyde de carbone. Veiller à la sécurité de l'approvisionnement.	Financement exclusivement réservé aux projets d'intérêt commun pour l'UE en lien avec les corridors et domaines prioritaires énoncés dans le règlement RTE-T, créant des externalités positives importantes pour de nombreux États membres et pour autant que le projet ne soit pas commercialement viable.	Études, équipements, travaux et autres mesures d'accompagnement. Infrastructures transfrontalières, sans exigence concernant l'éligibilité des gestionnaires de réseau. Financement versé sous la forme de subventions.	50 % maximum pour les études et les travaux. Jusqu'à 75 % si le projet procure un niveau élevé de sécurité de l'approvisionnement au niveau régional ou à celui de l'UE, renforce la solidarité au sein de cette dernière ou offre des solutions hautement innovantes. Taux de financement effectif non disponible.
2021-2027 Règlement (UE) 2021/1153		Comme ci-dessus. L'objectif est également de faciliter la coopération transfrontière dans le domaine des énergies renouvelables.	Comme ci-dessus. Pour les projets d'énergies renouvelables transfrontaliers: respect des critères énoncés à l'article 7 du règlement (UE) 2021/1153.		50 % maximum pour les études et les travaux. Taux de financement effectif non disponible.
2014-2020 Règlement (UE) n° 1300/2013	Fonds de cohésion (FC) Gestion partagée	Réduire les disparités économiques et sociales au sein de l'UE en soutenant les infrastructures électriques qui contribuent à la réalisation de cet objectif dans les États membres où le revenu national brut par habitant est inférieur à 90 % de la	Plans décrivant les priorités en matière d'infrastructures énergétiques nationales, et plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables.	Développer des systèmes énergétiques intelligents en dehors du réseau transeuropéen d'énergie. Financement disponible pour les GRT et les GRD.	85 % au maximum. Taux effectif moyen de 85 %.

Période / base juridique	Source de financement / type de gestion	Objectif	Conditions préalables	Champ d'application du financement	Taux de financement
2021-2027 Règlement (UE) 2021/1058		moyenne de l'Union, tout en veillant à la sécurité énergétique, à l'intégration du marché et à la réalisation des objectifs climatiques.	Conformité avec les plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat.	Versé sous la forme de subventions et d'instruments financiers.	85 % au maximum. Taux moyen prévu de 85 %.
2014-2020 Règlement (UE) n° 1301/2013	Fonds européen de développement régional (FEDER) Gestion partagée	Améliorer la compétitivité des régions par le développement de systèmes intelligents de distribution, de stockage et de transport d'énergie et par l'intégration de la production distribuée à partir de sources renouvelables.	Plans décrivant les priorités en matière d'infrastructures énergétiques nationales et plans d'action nationaux en matière d'énergies renouvelables.	Projets parvenus à maturité, principalement dans le domaine des infrastructures de distribution basse tension, qui mobilisent des investissements privés. Financement disponible pour les GRT et les GRD. Versé sous la forme de subventions et d'instruments financiers.	85 % maximum, en fonction de la région. Taux effectif moyen de 67 %.
2021-2027 Règlement (UE) 2021/1058			Conformité avec les plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat.		85 % maximum, en fonction de la région. Taux moyen prévu de 74 %.
Transition énergétique et décarbonation					
2021-2027 Règlement (UE) 2021/1056	Fonds pour une transition juste (FTJ) Gestion partagée	Réduire les coûts sociaux et économiques résultant de la transition vers les objectifs climatiques de l'UE, pour les régions les plus touchées du fait de leur dépendance à l'égard des carburants fossiles.	Conformité avec les plans de transition juste.	Activités visant à atténuer l'impact socio-économique négatif de la transition. Versé sous la forme de subventions, ainsi que dans le cadre de marchés publics et d'instruments financiers. Financement disponible pour les GRT et les GRD.	85 % maximum, en fonction de la région. Taux moyen prévu de 71 %.

Période / base juridique	Source de financement / type de gestion	Objectif	Conditions préalables	Champ d'application du financement	Taux de financement
2021-2030 Règlement (UE) 2020/1001 Directive 2003/87/CE (directive SEQE), modifiée par la directive (UE) 2023/959	Fonds pour la modernisation Ne relève pas du champ d'application du règlement financier.	Modernisation des systèmes énergétiques et amélioration de l'efficacité énergétique des États membres à faible revenu, y compris la mise à niveau des réseaux électriques pour faciliter l'intégration des sources d'énergies renouvelables.	Au moins 80 % des fonds doivent être consacrés aux investissements prioritaires. Respect des règles en matière d'aides d'État en cas de cofinancement.	Modernisation des réseaux énergétiques, y compris la modulation de la consommation, le chauffage urbain, le transport de l'électricité et l'augmentation des interconnexions entre États membres. Le financement prend essentiellement la forme de subventions, mais il peut également s'agir de primes, de garanties, de prêts ou d'injections de capitaux.	Conformément aux exigences fixées dans la disposition applicable en matière d'aides d'État. Taux effectif non disponible.
Reprise et résilience					
2021-2026 Règlement (UE) 2021/241, tel que modifié par le règlement (UE) 2023/435	Facilité pour la reprise et la résilience (FRR) Gestion directe pour les paiements au niveau de l'UE en faveur des États membres	Soutien aux réformes et aux investissements afin d'atténuer les conséquences socio-économiques de la pandémie de COVID-19, ainsi que de rendre les économies et les sociétés de l'UE plus durables et plus résilientes à l'avenir. Dans ce contexte, la FRR vise plus particulièrement à renforcer la résilience, la sécurité et la durabilité du système énergétique de l'Union, y compris en soutenant les infrastructures électriques.	Atteinte des jalons et des cibles prédéfinies dans les décisions d'exécution du Conseil.	Défini par chaque État membre dans son plan pour la reprise et la résilience. Certaines mesures ciblent soit les GRT soit les GRD, tandis que d'autres concernent les deux.	Défini par les États membres.

Période / base juridique	Source de financement / type de gestion	Objectif	Conditions préalables	Champ d'application du financement	Taux de financement
2015-2020 Règlement (UE) 2015/1017	Fonds européen pour les investissements stratégiques (EFSI) En gestion indirecte	Développement et modernisation des infrastructures énergétiques (notamment en ce qui concerne les interconnexions, les réseaux intelligents au niveau de la distribution, le stockage de l'énergie et la synchronisation des réseaux).	Le projet doit être viable sur les plans économique et technique, attirer un maximum d'investissements du secteur privé, être conforme aux politiques de l'UE et remédier à des défaillances du marché ou à des situations d'investissement sous-optimales.	Pas de restriction.	Sans objet.
2021-2027 Règlement (UE) 2021/523	InvestEU En gestion indirecte	Des infrastructures plus développées, plus intelligentes et plus modernes pour les énergies durables, notamment, pour ce qui est du transport et de la distribution, des technologies de stockage, des interconnexions électriques entre États membres et des réseaux intelligents.		Pas de restriction.	Sans objet.

Source: Cour des comptes européenne.

Sigles et acronymes

ARN: autorité de régulation nationale

CEER: Conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*)

GRD: gestionnaire de réseau de distribution

GRT: gestionnaire de réseau de transport

GW: gigawatt

kWh: kilowattheure

REGRT pour le gaz: réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz

Glossaire

Distribution: transport de l'électricité sur les réseaux à haute, moyenne et basse tensions, avant sa livraison aux consommateurs.

Neutralité carbone: objectif climatique de réduction des émissions de carbone produites par les activités humaines à un volume résiduel pouvant être éliminé ou absorbé et stocké de manière permanente par la nature (à savoir dans les arbres ou encore le sol), de sorte que la quantité de carbone émis au final dans l'atmosphère soit nulle.

Réseau électrique intelligent: réseau électrique qui utilise des technologies numériques pour mieux faire correspondre l'offre et la demande d'électricité en temps réel tout en limitant les coûts et en restant stable et fiable.

Réseau électrique: réseau interconnecté constitué de lignes et de câbles électriques ainsi que d'infrastructures et équipements connexes (par exemple, sous-stations et transformateurs), et utilisé pour transporter l'électricité et la distribuer aux consommateurs dans une zone géographique donnée.

Système électrique: infrastructures et réseaux de génération, de transport, de distribution et de livraison de l'électricité des producteurs jusqu'aux consommateurs, dont la surveillance et la gestion reposent sur des systèmes de contrôle et des réseaux de communication.

Transport: acheminement de l'électricité à travers des réseaux interconnectés à très haute et à haute tensions, avant sa livraison aux gestionnaires de réseau de distribution et sa fourniture aux consommateurs finaux.

Équipe de la Cour

Le présent document d'analyse a été adopté par la Chambre I (Utilisation durable des ressources naturelles), présidée par Joëlle Elvinger, Membre de la Cour. L'analyse a été effectuée sous la responsabilité de Keit Pentus–Rosimannus, Membre de la Cour, assistée de: Annikky Lamp, cheffe de cabinet, et de Daria Bochnar, attachée de cabinet; Emmanuel Rauch, manager principal; Sara Pimentel, cheffe de mission; Dirk Neumeister, Ilka Raab, Lucia Roșca et Michal Szwed, auditeurs. L'assistance linguistique a été fournie par Laura McMillan et Zoe Amador Martínez. La conception graphique a été assurée par Alexandra Damir-Binzaru et Dunja Weibel, et les travaux de secrétariat, par Frédérique Hussenet.

De gauche à droite: Emmanuel Rauch, Frédérique Hussenet, Annikky Lamp, Lucia Roșca, Keit Pentus-Rosimannus, Daria Bochnar, Sara Pimentel, Dirk Neumeister et Michal Szwed.

DROITS D'AUTEUR

© Union européenne, 2025

La politique de réutilisation de la Cour des comptes européenne est définie dans la décision n° 6-2019 de la Cour des comptes européenne sur la politique d'ouverture des données et la réutilisation des documents.

Sauf indication contraire (par exemple dans une déclaration distincte concernant les droits d'auteur), le contenu des documents de la Cour, qui appartient à l'UE, fait l'objet d'une licence Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0). Ainsi, en règle générale, vous pouvez le réutiliser à condition de mentionner la source et d'indiquer les modifications que vous aurez éventuellement apportées, étant entendu que vous ne pouvez en aucun cas altérer le sens ou le message initial des documents. La Cour des comptes européenne ne répond pas des conséquences de la réutilisation.

Vous êtes tenu(e) d'obtenir une autorisation supplémentaire si un contenu spécifique représente des personnes physiques identifiables (par exemple sur des photos des agents de la Cour) ou comprend des travaux de tiers.

Lorsque cette autorisation a été obtenue, elle annule et remplace l'autorisation générale susmentionnée et doit clairement indiquer toute restriction d'utilisation.

Pour utiliser ou reproduire des contenus qui n'appartiennent pas à l'UE, il peut être nécessaire de demander l'autorisation directement aux titulaires des droits d'auteur.

Figure 2 – Icônes: Adobe Stock/SkyLine.

Figures 3 et 4: icônes ©stock.adobe.com et icônes conçues à l'aide de ressources provenant du site Flaticon.com. © Freepik Company S.L. Tous droits réservés.

Figure 5: données provenant de l'Entité des GRD de l'Union. Tous droits réservés.

Figures 7 et 15 : icônes conçues à l'aide de ressources provenant du site Flaticon.com. © Freepik Company S.L. Tous droits réservés.

Figure 10 – Cartes: © *Netbeheer Nederland*, au 4.10.2024 | © Esri Nederland | © MapTiler © OpenStreetMap contributors.

Figure 17 – Icônes: Adobe Stock/SkyLine/stockgood.

Figures 20, 21 et 22: données reposant sur des informations extraites de la base de données ORBIS. © 2025 Moody's Analytics, Inc. et/ou leurs donneurs de licence et filiales. Tous droits réservés.

Les logiciels ou documents couverts par les droits de propriété industrielle tels que les brevets, les marques, les modèles déposés, les logos et les noms, sont exclus de la politique de réutilisation de la Cour des comptes européenne.

La famille de sites internet institutionnels de l'Union européenne relevant du domaine europa.eu fournit des liens vers des sites tiers. Étant donné que la Cour n'a aucun contrôle sur leur contenu, vous êtes invité(e) à prendre connaissance de leurs politiques respectives en matière de droits d'auteur et de protection des données.

Utilisation du logo de la Cour des comptes européenne

Le logo de la Cour des comptes européenne ne peut être utilisé sans l'accord préalable de celle-ci.

PDF	ISBN 978-92-849-4752-2	ISSN 2811-8200	doi:10.2865/2836623	QJ-01-25-017-FR-N

POUR CITER CETTE PUBLICATION

Cour des comptes européenne, Document d'analyse 01/2025, «Préparer le réseau électrique de l'UE à la neutralité carbone», Office des publications de l'Union européenne, 2025.

Nous tenons souvent l'électricité pour acquise, nous attendant à en disposer par simple pression sur l'interrupteur. Mais en coulisse, 11,3 millions de kilomètres de lignes et câbles électriques approvisionnent 266 millions de clients. Pour lutter contre le changement climatique et renforcer l'indépendance énergétique de l'UE, il faut un réseau électrique modernisé, qui soit capable d'intégrer davantage d'énergie renouvelable et de s'adapter à une électrification croissante. Dans ce document d'analyse, nous examinons l'état du réseau électrique de l'UE et les principales tendances et politiques en la matière. Nous présentons en outre les défis et possibilités associés à un réseau prêt pour la neutralité carbone. Nous soulignons la nécessité d'accélérer les investissements à grande échelle en faveur de la transition énergétique, dégageons des solutions qui permettent de réduire les besoins en investissements en misant sur la souplesse du système et du réseau électriques, et attirons l'attention sur l'importance du rôle des cadres réglementaires dans l'obtention des financements.

COUR DES COMPTES EUROPÉENNE
12, rue Alcide De Gasperi
1615 Luxembourg
LUXEMBOURG

Tél. +352 4398-1

Contact: eca.europa.eu/fr/contact
Site web: eca.europa.eu
X: @EUAuditors

CURIA RATIONUM

COUR DES
COMPTES
EUROPÉENNE