

## Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne

Florence Billault-Chaumartin\*,  
Marie Petitet\*\*, Eli Rakotomisa\*\*

@73232

**Mots-clés : réseaux, électricité, renouvelables, transition énergétique, Europe**

***La transition énergétique en Europe s'appuie notamment sur le déploiement massif des énergies renouvelables et induit ainsi un besoin d'adaptation des réseaux électriques historiquement développés pour le transit depuis des sites de production centralisés. Cet article présente les principaux enjeux posés par le développement des renouvelables pour les réseaux électriques en France et en Allemagne. Si les aspects techniques sont similaires, les enjeux sont abordés différemment dans les deux pays. En Allemagne, les renouvelables exacerbent le défi de gestion des congestions sur les réseaux électriques. En France, les renouvelables créent un besoin accru de planification territoriale.***

### 1. Introduction

La transition énergétique, projet central de la politique énergétique européenne, s'appuie entre autres sur le déploiement massif des énergies renouvelables (EnR) dans tous les secteurs et particulièrement dans le secteur électrique. En 2019, la part des EnR dans la production d'électricité s'élevait en Union européenne en moyenne à 34 %, tandis qu'elle dépassait 50 % dans certains pays comme le Danemark, la Croatie ou la Lituanie [Eurostat, 2021]. Dès lors, les questions relatives à l'adaptation du système électrique deviennent de plus en plus importantes. Les débats sont nombreux et abordent des sujets variés tels que l'acceptation et le coût des différentes voies et modèles d'expansion des EnR, les différentes stratégies d'adaptation du système électrique (développement des réseaux, flexibilités nécessaires

pour l'équilibre offre-demande) ou encore la coordination entre les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, jusqu'à l'architecture des marchés.

Si certaines EnR sont pilotables (hydraulique avec réservoir, biomasse), les EnR qui seront majoritairement développées dans les années futures (éolien et photovoltaïque) se caractérisent par une production variable et intermittente, et par une répartition spatiale différente de celle des technologies conventionnelles. Ainsi, le développement important des EnR pose un certain nombre de questions, notamment pour les réseaux électriques. Si d'un point de vue technique les enjeux d'intégration des EnR sont similaires, ceux-ci peuvent être abordés différemment dans chaque pays en fonction des choix d'aménagement du territoire en matière d'électricité, mais aussi des héritages historiques et culturels. Dans ce cadre, cet article a pour objectif d'apporter un éclairage sur les enjeux posés par le développement des EnR pour les réseaux électriques en France et

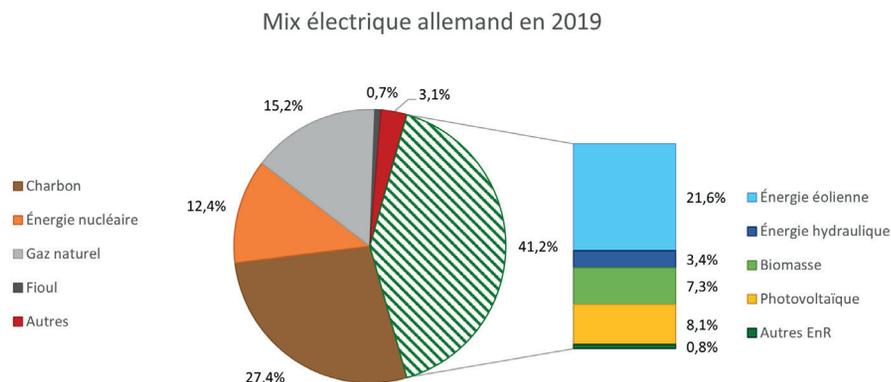
\* ElFER, European Institute for Energy Research by EDF and KIT.

\*\* EDF Lab Saclay (cf. biographies p. 68).

2019	France	Allemagne
Production nette d'électricité (TWh)	537,7	573,2
Capacités de production électriques installées (GW)	135,3	226,4
Consommation brute d'électricité (TWh)	474	565,3

**Tableau 1. Généralités sur le système électrique en Allemagne et en France en 2019**

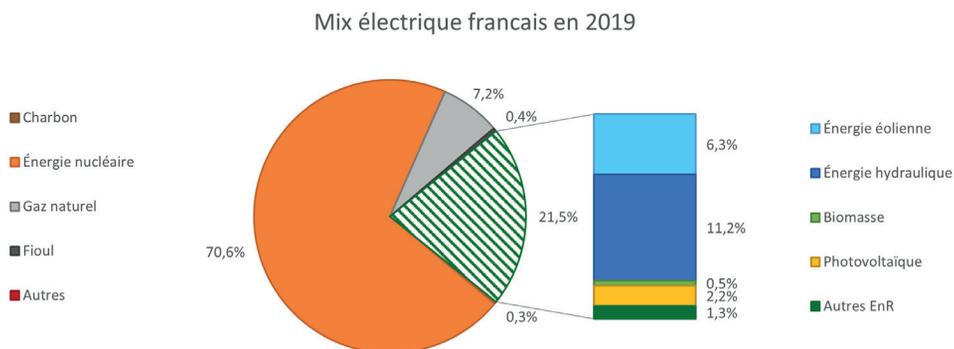
Sources : RTE, 2019a ; AG Energiebilanzen, Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2020



**Figure 1. Répartition de la production d'électricité nette en Allemagne en 2019**

Sources : Eifer basé sur AG Energiebilanzen

La catégorie «Autres» correspond à : déchets industriels, stockage par pompage et déchets ménagers.



**Figure 2. Répartition de la production d'électricité nette en France en 2019**

Sources : Eifer basé sur RTE, 2019a

La catégorie «Autres» correspond à : déchets industriels, stockage par pompage et déchets ménagers.

en Allemagne. Il met en avant un enjeu particulièrement spécifique à chacun des deux pays : la gestion des congestions en Allemagne et la dimension territoriale en France.

### 1.1. Comparatif général France/Allemagne du secteur électrique : état des lieux et objectifs

Les marchés électriques allemand et français comptent parmi les plus importants d'Europe, représentant à eux seuls plus de 35 % de la production d'électricité nette au sein de l'Union européenne en 2019 (source : Eurostat, 2021, pour l'Union européenne à 28 pays).

Bien que la France et l'Allemagne aient toutes deux comme objectif principal de long terme la neutralité carbone de leur mix électrique, les caractéristiques clés de leurs cadres énergétiques diffèrent largement en raison des héritages historiques et géographiques.

Afin d'effectuer une analyse comparative des enjeux sur les réseaux électriques du déploiement des EnR, il est donc nécessaire de rappeler les principales caractéristiques du secteur électrique dans les deux pays.

En Allemagne, bien que la part de la production électrique à base de charbon diminue progressivement (134,8 GWh d'électricité brute produits à partir de charbon en 2020, contre 171,5 GWh en 2019, 228,2 GWh en 2018 et 241,3 GWh en 2017) et que le gouvernement ait acté la sortie du charbon à l'horizon 2038, le mix électrique allemand est aujourd'hui encore fortement carboné, avec 43 % de sa production nette venant du charbon, gaz ou fioul. Pour diminuer les émissions carbone de sa production électrique, l'Allemagne mise principalement sur les EnR, dont le développement est soutenu depuis 2000 avec l'introduction de la première loi sur les énergies renouvelables (all. *Erneuerbare Energien Gesetz - EEG*). Ainsi, la part des EnR dans le mix électrique est aujourd'hui deux fois supérieure en Allemagne (42 % de la production nette en 2019) par rapport à la France (21 % de la production nette en 2019). L'Allemagne a déjà dépassé ses objectifs 2020

en la matière et s'est fixé d'atteindre 65 % d'EnR dans sa consommation brute d'ici 2030.

A contrario, la France se distingue par un mix historiquement déjà fortement décarboné, avec près de 92 % de la production nette décarbonée en 2019, du fait de ses choix axés sur le nucléaire (71 % de la production nette en 2019) et l'hydraulique (11 % de la production nette en 2019), cette dernière représentant d'ailleurs la première source d'électricité renouvelable. La France s'est également engagée à développer les EnR, ceci afin de réduire ses émissions carbone, mais aussi afin de diversifier son mix de production [PPE, 2020]. Sans juger de la pertinence des objectifs en termes de mix électrique des deux pays, cet article propose d'analyser les conséquences qui en découlent pour les réseaux électriques.

Au-delà de mix électriques foncièrement différents, la France et l'Allemagne se distinguent par une organisation centralisée du transport et de la distribution d'électricité en France versus une organisation plus décentralisée en Allemagne. Cela est particulièrement visible lorsque l'on compare le nombre de gestionnaires de réseaux dans les deux pays. En France, on compte un seul gestionnaire de réseau de transport (GRT), RTE, contre quatre en Allemagne (Amprion, 50 Hertz, TenneT et TransnetBW). De même, il existe plus de 800 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) en Allemagne, qui diffèrent eux-mêmes fortement en termes de structure et de taille. En France, on compte environ 170 GRD, mais un seul couvre environ 95 % du territoire (Enedis). L'organisation davantage centralisée observée en France fait suite à la loi de nationalisation de 1946 (création d'Électricité de France) visant notamment à l'harmonisation des réseaux de distribution, qui restent propriété des communes, alors que le réseau de transport est propriété de RTE. Cette initiative de nationalisation n'ayant pas eu d'équivalent en Allemagne, la fourniture d'énergie et d'eau est dans la plupart des cas aux mains des municipalités à travers les *Stadtwerke*, présents sur toute la chaîne de valeur de la fourniture d'énergie (production, distribution, fourniture, services).

## 1.2. Un réseau électrique historiquement adapté pour une production centralisée

Le réseau électrique en France et en Allemagne a été développé pour permettre l'acheminement de l'électricité jusqu'à des « poches » de sites de consommation nombreux et dispersés sur l'ensemble du territoire, depuis des sites de production limités en nombre et dont la capacité unitaire est significative. La transition énergétique se caractérise par certaines grandes tendances qui posent des défis majeurs pour un système d'approvisionnement historiquement centralisé.

Premièrement, le déploiement massif des EnR se traduit par une décentralisation de la production. Ainsi, il y a aujourd'hui plus de capacités connectées au réseau de distribution qu'au réseau de transport en Allemagne. Par ailleurs, l'électrification des usages (par exemple la mobilité électrique) et l'autoconsommation modifient le profil de consommation à l'échelle locale, en particulier les pics journaliers. En outre, le développement des EnR s'effectue majoritairement en fonction des gisements naturels indépendamment de l'état du réseau existant, conçu pour répondre aux

besoins locaux en soutirage. Si les gestionnaires de réseau doivent prendre en compte ces nouvelles consommations et productions décentralisées, celles-ci constituent également un levier pour faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique, notamment via le pilotage de la demande associée aux nouveaux usages (véhicules électriques). Deuxièmement, la numérisation, via en particulier le déploiement des compteurs intelligents, transforme le secteur électrique et ouvre de nouvelles perspectives de gestion dynamique du système énergétique, de nombre de données accessibles, améliorant ainsi le degré d'observabilité, de contrôlabilité et d'automatisation d'un réseau nécessitant une exploitation de plus en plus agile. En revanche, cette tendance pose aussi un certain nombre de questions en matière de cybersécurité par exemple. Troisièmement, la transition énergétique se traduit aussi par une accélération du démantèlement des centrales électriques conventionnelles en raison de l'évolution des politiques et ambitions environnementales et de la baisse annoncée de leur rentabilité. Cette tendance est encore plus marquée en Allemagne avec la sortie du nucléaire programmée pour 2022 et celle du charbon pour 2038. Enfin, l'augmentation du niveau d'interconnexion

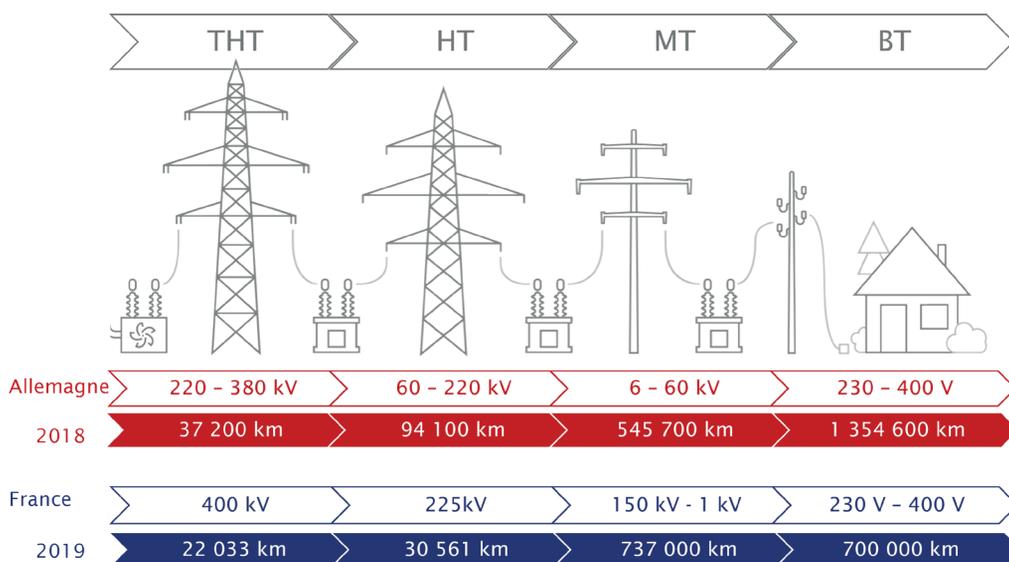


Figure 3. Classification et longueur du réseau électrique en France et en Allemagne

Sources : Eifer basé sur Bundesnetzagentur – Monitoringbericht 2020 et RTE

avec les systèmes voisins entraîne pour certains pays la nécessité de renforcer le réseau interne pour réduire d'éventuelles congestions réseau internes induites, exploiter au maximum les capacités d'interconnexions tout en garantissant en permanence à moindre coût l'équilibre production-consommation.

La transition énergétique a des conséquences multiples pour les réseaux électriques. La production décentralisée et fluctuante provenant des EnR modifie en effet les flux sur les réseaux par rapport à ceux observés jusqu'alors. En particulier, les réseaux de distribution, qui géraient historiquement des flux unidirectionnels et descendants, doivent désormais composer avec l'arrivée de flux remontants, ce qui induit une bidirectionnalité impactant parfois jusqu'au réseau de transport (refoulement), ce qui pose de nouveaux défis pour la gestion en temps réel. L'ampleur de cet effet ainsi que les solutions mises en place par les gestionnaires des réseaux dépendent également des règles de marché en vigueur, en particulier la priorité d'injection sur les réseaux accordée aux EnR. Les gestionnaires de réseau doivent ainsi faire face aux transformations du système tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la sûreté des réseaux. Ils doivent donc adapter la façon dont ils exploitent leur réseau, mais également la manière dont ils coopèrent, que ce soit entre les GRT et GRD ou entre gestionnaires de réseau, producteurs et consommateurs. Au-delà des adaptations techniques nécessaires, la transition énergétique pose la question de la capacité financière des gestionnaires de réseau à investir suffisamment pour répondre à ces nouveaux enjeux (renforcement du réseau, flexibilités, solutions innovantes, etc.) et accueillir une part croissante d'EnR. La question de la répartition équitable de ces coûts se pose également dans un contexte où les gestionnaires de réseaux doivent continuer à assurer leur mission régalienne (obligation de raccordement et entretien/modernisation des réseaux) dans un schéma financier contraint et régulé.

## 2. Le développement du réseau électrique de transport en France et en Allemagne

### 2.1. Allemagne

#### *Contexte politique et réglementaire*

En Allemagne, la nécessité de développer le réseau électrique pour atteindre les objectifs fixés en matière d'énergies renouvelables a été reconnue dès 2009 avec l'adoption de la «loi sur l'expansion des lignes électriques – EnLAG» (all. *Energieleistungsausbaugesetz*). Celle-ci vise à accélérer et à simplifier l'expansion du réseau de transport. Toutefois, dans un contexte de sortie du nucléaire réaffirmée en 2011 et d'une augmentation plus importante des capacités renouvelables, il est apparu que les projets d'ouvrages (très haute tension et haute tension) inscrits dans la loi EnLAG ne seraient pas suffisants. C'est pourquoi le législateur et le gouvernement ont adopté plusieurs nouveaux instruments réglementaires pour la planification et le développement du réseau de transport, par exemple la «loi sur l'accélération de l'expansion du réseau – NABEG» (all. *Netzausbaubeschleunigungsgesetz*) ou le «Plan des besoins fédéraux – BBPIG» (all. *Bundesbedarfsplangesetz*), afin d'établir de nouveaux projets de développement prioritaires et d'accélérer les procédures d'autorisation.

Malgré la multiplication des instruments, les retards dans le développement du réseau de transport se sont généralisés et ont suscité de plus en plus de débats dans la presse, les sphères politiques et les acteurs de la branche ces dernières années. Ainsi, le ministre fédéral de l'Économie Peter Altmaier a présenté son «plan d'action pour le réseau électrique» en 2018, suivi d'une tournée politique à travers toute l'Allemagne pour souligner la nécessité de l'expansion du réseau pour une transition énergétique réussie. Les principaux objectifs du plan sont l'optimisation du réseau existant ainsi que l'accélération de son développement. En parallèle, la loi NABEG a été réformée, présentant quelques solutions concrètes pour la

simplification des procédures d'approbation et introduisant de nouveaux régimes de compensation et de pénalités. Bien que ces mesures aient été largement saluées, elles ne semblent pas avoir résolu les problèmes d'acceptation sociale de l'expansion du réseau.

En effet, à la fin de l'année 2018, seuls 30 % des projets de développement du réseau (projets EnLAG et BBPIG) initialement prévus pour cette date avaient été réalisés. La commission d'experts qui a analysé les progrès de la transition énergétique en Allemagne souligne que les rapports réguliers de suivi ne reflètent pas de manière adéquate l'ampleur du retard. Ainsi, malgré l'augmentation des investissements et l'engagement accru du gouvernement, l'expansion du réseau est toujours en retard par rapport aux objectifs inscrits dans la loi.

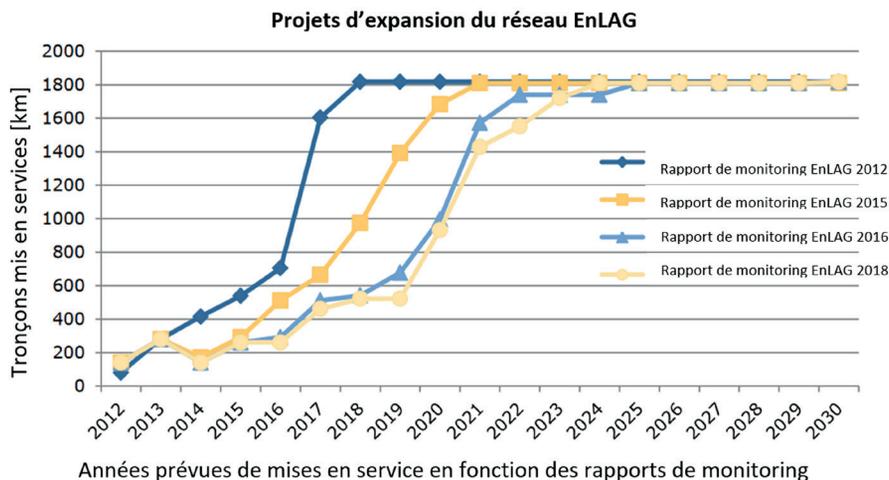
Dans son rapport de mai 2019 au ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie, la Cour des comptes fédérale indique les principales raisons de ces retards dans le développement du réseau :

- Un manque flagrant de coordination des actions entre les parties prenantes :

d'abord le gouvernement fédéral et les *Länder*, mais aussi les producteurs d'électricité ainsi que les gestionnaires de réseau de transport ;

- Des procédures de planification et d'approbation laborieuses et bureaucratiques ;
- Une vision de la mise en œuvre de la transition énergétique, dans laquelle le réseau n'est considéré que comme une variable d'ajustement qui doit s'adapter aux autres conditions du marché ;
- Une faible acceptation sociale de l'expansion du réseau de transport par les citoyens en raison de son importance et du fait que les coûts sont jusqu'à présent supportés principalement par les petits et moyens consommateurs.

L'importance et la nécessité d'accélérer le développement du réseau électrique — et plus généralement le développement des infrastructures — pour la réussite de la transition énergétique restent aujourd'hui encore des sujets centraux de la politique énergétique allemande : d'ailleurs, ils font partie intégrante des programmes politiques de la plupart des grands partis candidats à l'élection parlementaire en septembre 2021. Pour la CDU/CSU, «les réseaux électriques sont les lignes de vie



Cours des comptes fédérale basée sur EnLAG-Monitoring, Bundestagsdrucksache 17/11871, Bundestagsdrucksache 18/6270, Bundestagsdrucksache 18/9855, Bundestagsdrucksache 19/467

**Figure 4. Années de mise en service des lignes EnLAG (km) en Allemagne telles qu'indiquées dans les rapports de monitoring**

Source : Bundesrechnungshof, 2019

## Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne

de la transition énergétique» et «les garants de la sécurité d’approvisionnement». Pour le parti des Verts, «pour réussir la transition énergétique, il faut aussi développer plus rapidement les lignes électriques». Pour la SPD et la FDP, il faut également accélérer le tempo dans le développement du réseau. La question de l’intégration des EnR dans le système est également abordée de manière plus large dans les programmes politiques à travers les volontés de développer les flexibilités (stockages entre autres) ou d’adapter l’architecture du marché par exemple.

### *Besoins en développement du réseau de transport à l’horizon 2030*

Sur la base d’un cadre de scénarios, qui répond aux questions clés liées au futur système électrique (évolution de la consommation d’électricité, futures capacités installées, etc.), les quatre GRT établissent tous les deux ans un plan de développement du réseau, appelé NEP (all. *Netzentwicklungsplan*), validé par l’autorité régulatrice. Celui-ci contient toutes les mesures nécessaires d’optimisation, de renforcement et de développement du réseau de transport pour les 10 à 20 prochaines années. Trois scénarios sont pris en compte, qui diffèrent principalement selon le degré de l’électrification des usages et d’innovations/flexibilités considéré (du scénario A – faible degré au scénario C – degré élevé).

Le dernier NEP validé en date (2019) avec pour horizon 2030, montre un besoin important en développement du réseau de transport avec des investissements estimés à environ 61 milliards d’euros pour le scénario moyen (sans les coûts de connexion *offshore*). En comparaison, ces mêmes coûts étaient estimés à 33 milliards dans le précédent NEP de 2017. Les GRT avaient justifié cette forte augmentation principalement par le besoin de deux corridors haute tension nord-sud supplémentaires (soit cinq corridors au lieu de trois), les dépenses liées aux procédures de planification, d’autorisation et de compensation ainsi qu’un besoin important de compensateurs de puissance réactive. À noter que le NEP 2019 contient également des mesures innovantes devant permettre de réduire le besoin en développement de nouvelles lignes, telles que les «Netzbooster». Le concept de Netzbooster correspond à des unités de stockage flexibles de grande capacité (>100 MWh) fonctionnant par paire en amont et en aval de points de congestion et devant permettre un soulagement rapide du réseau avec une approche plus réactive du critère de sécurité n-1. Le cadre de développement et d’exploitation des Netzbooster par les GRT n’est pas entièrement clarifié à ce jour, mais pose un certain nombre de questions techniques et réglementaires notamment en termes de conformité avec le cadre du marché européen.

En km	Proposés	Approuvés	Rejetés
<b>Nouvelles lignes AC</b>	500	350	150
<b>Nouvelles lignes DC</b>	3 300	2 850	450
<b>Interconnexions DC</b>	300	250	50
<b>Renforcement de lignes AC</b>	5 750	4 100	1 650
<b>AC/DC conversion</b>	300	300	0
<b>Total</b>	10 150	7 850	2 300

N.B. AC (*alternating current*) désigne le courant alternatif, et DC (*direct current*) le courant continu.

**Tableau 2. Aperçu des mesures de développement du réseau de transport inclus dans le NEP 2019**

Source : Bundesnetzagentur, 2019, NEP – Bestätigung

Hypothèses clés	Référence 2019	Hypothèses 2035 du NEP 2021	Hypothèses 2035 du NEP 2019
Capacités conventionnelles installées [GW]	100,1	57,7	72,8
Capacités renouvelables installées [GW]	124,2	249,0	222,9
Capacités totales installées [GW]	224,3	306,7	295,7
Consommation électrique nette [TWh]	524,3	621,5	549,4
Véhicules électriques [nombre en millions]	0,2	12,1	8
<i>Power-to-Gas</i> [GW] (installations de production d'hydrogène ou de méthane)	< 0,1	5,5	3
Batteries de stockage [GW]	0,6	14,1	12,3
Batteries de stockage à large échelle [GW]	0,4	3,8	3,4
DSM* (industrie et secteur tertiaire) [GW]	1,5	5	5

\* DSM : *Demand Side Management*, maîtrise de la demande en énergie.

**Tableau 3. Comparaison des hypothèses clés sur le système électrique à l'horizon 2035 entre le scénario cadre du NEP 2019 (scénario B – 2035) et le scénario cadre du NEP 2021 (scénario B – 2035)**

Source : Bundesnetzagentur, 2020, Genehmigung des Szenariorahmens

Les GRT ont publié également les deux premières ébauches du NEP 2021 avec pour horizon l'année 2035. Celui-ci, encore non validé par l'Agence fédérale des réseaux, fait état d'un besoin encore plus important en développement du réseau et en investissements (74,7 milliards d'euros d'ici 2035 pour le scénario moyen — hors connections *offshore*). D'après les GRT, ceci s'explique principalement par une forte augmentation de la production d'électricité renouvelable et de la consommation électrique du fait de l'électrification des usages (par exemple mobilité électrique, *Power-to-X*). À noter que les scénarios-cadres de ce nouveau NEP reflètent les dernières discussions et décisions politiques, que ce soit la sortie du charbon programmée pour 2038, la stratégie nationale hydrogène adoptée en juin 2020 (all. *Nationale Wasserstoffstrategie*) ou le développement des flexibilités.

## 2.2. France

### *Contexte politique et réglementaire*

La France a publié son dernier exercice de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) le 21 avril 2020 (décret 2020-456). Ce projet fait suite à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) de décembre 2018 qui avait introduit des recommandations et la définition de budgets carbone par période de 4 ans, puis au débat de 2019 et aux propositions qui en découlent. La PPE établit les nouveaux objectifs de la France pour 2023 et 2028 : ces objectifs portent entre autres sur (1) la réduction de la consommation d'énergie primaire fossile pour le gaz naturel, le pétrole et le charbon (2) la réduction de la consommation finale d'énergie (3) le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable (exprimée en puissance installée) (4) la production de chaleur et de froid renouvelables (exprimée en énergie produite) (5) la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz.

À l'horizon 2050, la SNBC fixe trois objectifs ambitieux : (1) efficacité énergétique grâce à la

réduction de la consommation finale d'énergie à 900 TWh (2) forte augmentation de la biomasse (430 TWh en 2050) et (3) pénétration significative de l'électricité issue des filières renouvelables dans le mix électrique (50 % de l'énergie électrique finale en 2050).

En France, les discussions politiques et réglementaires se concentrent aujourd'hui sur les objectifs en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et sur la question de l'adéquation du parc de production, plutôt que sur les enjeux de développement de réseau. Cependant, bien que la question du développement du réseau soit moins présente aujourd'hui en France qu'en Allemagne, le besoin arrivera dans le futur, comme en témoigne le dernier schéma décennal de développement du réseau (SDDR) [RTE, 2019b].

### *Besoins en développement du réseau de transport à l'horizon 2030*

En France, le réseau de transport géré par RTE comporte 105 942 km de lignes en 2019 [RTE, 2019a], en faisant le plus grand réseau de transport en Europe. Le nombre de kilomètres est en augmentation nette de 85 km entre 2018 et 2019.

Ces dernières années, l'évolution du réseau français s'est notamment traduite par une diminution des lignes aériennes (-1 147 km entre 2013 et 2019) et une augmentation des lignes souterraines (+2 107 km entre 2013 et 2019). Cette tendance s'explique par des préférences sociales aux projets de lignes enterrées et une meilleure résilience aux aléas climatiques, avec des coûts d'enfouissement néanmoins souvent importants. En effet, aujourd'hui l'acceptation sociale n'est pas suffisante pour développer de nouvelles lignes aériennes, poussant le gestionnaire du réseau à privilégier les projets de lignes enterrées là où cette solution est possible.

Afin de faire face aux enjeux d'évolution du mix énergétique en France, les investissements dans le réseau doivent continuer d'assurer l'extension et le renouvellement des lignes

et des ouvrages, mais également permettre de préparer au mieux l'intégration des énergies renouvelables décentralisées (éolien, photovoltaïque). Par rapport à l'Allemagne, la France bénéficie d'une situation favorable où le besoin d'investissement pour y faire face reste encore relativement limité. RTE précise dans le dernier SDDR [RTE, 2019b] que le réseau de transport actuel en France ne nécessite pas d'adaptation majeure tant que la capacité installée cumulée d'éolien et de solaire reste en dessous d'un point de bascule de 50 GW (à comparer à 28,5 GW début 2021, composés de 17,8 GW d'éolien et 10,7 GW de solaire).

Avant ce point de bascule, des adaptations « à la marge » sont nécessaires. Elles reposent sur le principe d'optimisation des lignes actuelles (utilisation de solutions de *smart grid*) et sur un principe de dimensionnement optimal du réseau pour éviter ou différer la construction d'ouvrages réseau, permettant ainsi de limiter l'augmentation des coûts opérationnels pour la gestion des congestions.

Au-delà de ce point de bascule attendu entre 2025 et 2030, des évolutions structurelles du réseau de transport français seront inévitables afin qu'il ne devienne pas le facteur limitant pour accueillir le mix électrique PPE à horizon 2035.

Compte tenu des délais importants pour la construction d'ouvrages structurants (il faut compter entre 4 et 6 ans entre la décision de lancement d'un projet et sa mise en service en France selon RTE), le dernier schéma décennal de développement du réseau publié par RTE en 2019 établit le besoin d'accélérer les projets de développement de réseau pour permettre l'intégration des EnR selon le rythme prévu par la PPE. Sur le volet du renouvellement des actifs de réseau vieillissants, les dépenses sont en hausse de 30 % et s'élèvent sur la période 2021-2035 à 500 M€/an. Sur le volet de l'adaptation réseau, c'est à dire les investissements largement imputables aux énergies renouvelables variables, les dépenses sont en hausse et devraient atteindre 800 M€/an sur la période 2031-2035 contre 500 M€/an actuellement.

Contrairement au cas allemand, les autorités françaises émettent des avis très généralement favorables aux propositions d'investissement de RTE. Concernant le dernier SDDR [RTE, 2019b], la CRE a émis un avis favorable en date du 23 juillet 2020 [CRE, 2020]. Dans cet avis, la CRE souligne tout particulièrement l'importance d'établir cette trajectoire d'investissement réseau en s'appuyant sur un dimensionnement optimal tenant compte des flexibilités et des possibilités d'écrêtement des EnR. La CRE souhaite notamment que les analyses réalisées dans le cadre des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REN) aboutissent à la publication des volumes d'écrêtement prévisionnels et des gains économiques qui y sont associés.

### 3. Allemagne : le défi de la gestion des congestions

En Allemagne, les enjeux techniques du développement des EnR sur les réseaux électriques sont renforcés du fait de la répartition géographique des capacités EnR et des centres de consommation historiques, de la sortie programmée du nucléaire et du charbon à plus long terme ainsi que par la situation géographique de l'Allemagne au sein de l'Europe (et donc faisant de l'Allemagne un des pays les plus interconnectés). Les retards cumulés dans le développement du réseau de transport viennent renforcer les problématiques existantes.

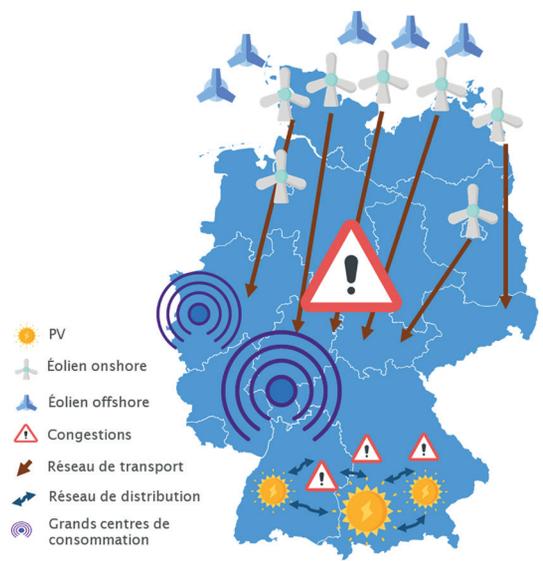
La loi sur l'industrie énergétique — adoptée pour la première fois en 2005, mais réformée en profondeur depuis (all. *Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*) — a introduit plusieurs mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement tout au long de la transition énergétique, comme l'introduction de plusieurs réserves (réserve de réseau, réserve de lignite, etc.) et le renforcement des responsabilités des opérateurs de réseau.

Le nombre d'interventions des gestionnaires de réseau pour assurer cette sécurité a considérablement augmenté depuis 2012. Cela est

particulièrement visible lorsqu'on analyse l'évolution des mesures de gestion des congestions. Les GRT utilisent différentes mesures, classifiées et priorisées comme suit [Billault-Chaumartin et al., 2020] :

1. Redispatching via des centrales conventionnelles actives sur le marché ; c'est-à-dire réduction ou augmentation de la production d'électricité à partir de centrales électriques conventionnelles selon un accord contractuel ou une obligation légale avec le gestionnaire de réseau — avec compensation.

2. *Counter-trading* par des prises de position sur le marché ; lorsqu'une réduction des importations depuis le Danemark s'avère efficace pour résoudre les congestions, les GRT allemands rachètent de l'énergie en Allemagne, reprogramment les échanges transfrontaliers et ajustent la capacité d'échange (le GRT danois procédant aux reventes d'énergie au Danemark). Cette solution n'est mise en œuvre que sur la frontière danoise à ce jour.



## Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne

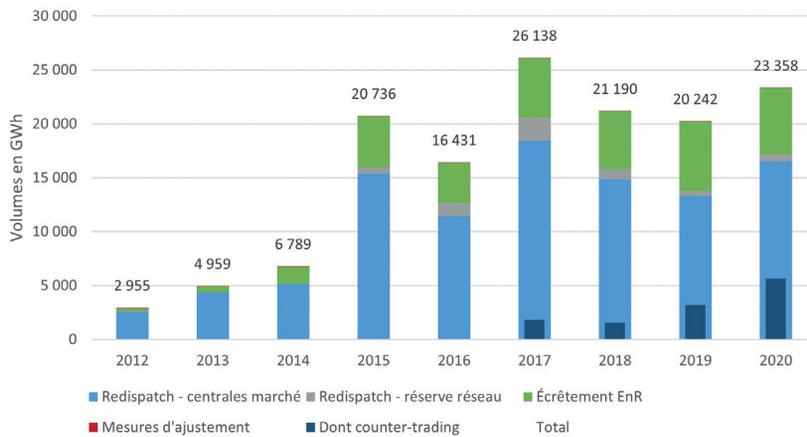
3. Redispatching via des centrales de la réserve réseau; c'est-à-dire augmentation de la production d'électricité à partir de centrales électriques appartenant à la réserve réseau, dont l'ensemble des coûts (fixes et variables) sont pris en charge par les GRT et qui ne sont plus actives sur le marché. Le volume de la réserve réseau est déterminé annuellement et s'élèvera à 5,7 GW pour l'hiver à venir 2021-2022.

4. Ecrêtement des EnR (all. *Einspeisemanagement*); c'est-à-dire écrêtement des productions électriques renouvelables et de

cogénération à la demande du gestionnaire de réseau — avec compensation.

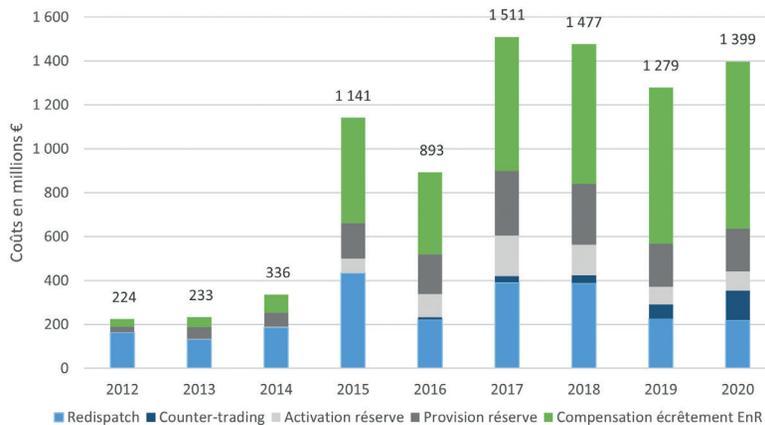
5. Mesures d'ajustement; mesures de dernier recours lorsque les mesures décrites précédentes ne suffisent pas à éliminer les perturbations : ajustement des apports et transits d'énergie dans la zone de contrôle d'un GRT.

Ainsi, les volumes de la gestion des congestions ont fortement augmenté entre 2012 et 2020, atteignant plus de 23 TWh en 2020 avec des coûts pour les GRT à hauteur de 1,4 milliard



**Figure 6. Évolution du volume de gestion des congestions en GWh**

Source : Eifer basé sur Bundesnetzagentur, 2021 – Netz- und Systemsicherheit



**Figure 7. Évolution des coûts de gestion des congestions en M€**

Source : Eifer basé sur Bundesnetzagentur, 2021 – Netz- und Systemsicherheit

### Et en France?

Contrairement à l'Allemagne, la gestion opérationnelle des congestions reste un sujet épisodique en France. Les coûts de redispatching sont encore limités, et estimés par RTE de l'ordre de 10 M€/an. D'après les données [ENTSOE transparency], le coût de redispatching et *counter trading* varie significativement d'une année à l'autre mais est toujours resté en dessous de 8,1 M€/an sur la période 2015-2019. Cependant, les changements de localisation des moyens de production attendus dans les prochaines années pourraient changer la donne.

Dans les prochaines années, du fait d'évolutions dans sa doctrine d'investissement et de nouvelles modalités de partage de coûts de gestion des congestions au niveau européen, RTE estime que dans le cadre du scénario PPE, les coûts de congestions augmenteront progressivement pour atteindre 100 M€/an en 2030 et jusqu'à 250 M€/an en 2035, dans l'hypothèse où l'ensemble des développements réseaux planifiés entreraient en service à l'heure.

d'euros (Mrd€). Il est toutefois important de relativiser ces volumes à l'échelle du système. Par exemple, l'écrêtement des EnR s'élevait à 6,15 TWh en 2019 ce qui représentait environ 2,9 % de la production EnR totale injectée dans le réseau lors de cette année (autrement dit, environ 97 % de l'énergie EnR produite est transportée et distribuée).

Le développement des énergies renouvelables n'explique pas à lui seul cette forte augmentation des congestions et les causes sont multiples ; notamment les retards cumulés dans le développement du réseau ou l'augmentation des capacités d'échanges transfrontaliers (parfois fixée suite à des accords politiques indépendamment des contraintes physiques) ainsi que la répartition géographique des capacités conventionnelles. Par exemple, l'inflexibilité technique comparativement élevée des centrales charbon les empêche de réagir rapidement aux changements dans la production d'électricité renouvelable. Elle empêche notamment la désactivation de la capacité de production non requise (socle thermique minimal) et conduit à une charge supplémentaire sur les réseaux électriques et donc des coûts supplémentaires pour l'ensemble du système [Consentec, 2016].

Néanmoins, le développement rapide des capacités renouvelables — particulièrement

concentré dans le Nord pour l'éolien — a contribué à cette évolution. L'ampleur des volumes et des coûts de la gestion des congestions est devenue un sujet politique, en particulier dans les *Länder* de l'Allemagne du Nord les plus touchés par l'écrêtement des EnR. Par exemple, 50 % des écrêtements ont été réalisés uniquement sur des installations du *Land* de Schleswig-Holstein en 2020. Si l'éolien terrestre reste la principale source écrêtée, la part de l'éolien *offshore* (mer du Nord et mer Baltique) dans les productions écrêtées a considérablement augmenté ces dernières années : 29 % des volumes d'écrêtements et 47 % des coûts de compensation en 2020.

Ceci explique la volonté de faire émerger de nouveaux mécanismes réglementaires pour mieux répartir géographiquement les nouvelles capacités renouvelables à installer et ne pas aggraver la pression sur les réseaux. Par exemple, la loi sur les énergies renouvelables de 2017 avait introduit une « zone de développement de réseau » (all. *Netzausbaugebiet*) située au Nord de l'Allemagne, dans laquelle les nouvelles capacités éoliennes terrestres étaient limitées lors des appels d'offres. La récente réforme de la loi sur les énergies renouvelables (EEG) voulait aller plus loin en introduisant un « quota du Sud » pour favoriser l'attribution de projets éoliens dans le Sud (notamment les *Länder* de Bade-Wurtemberg, Bavière, Hesse du Sud,

Rhénanie-Palatinat et Sarre). Néanmoins, cette mesure spécifique n'a pas été approuvée par la Commission européenne lors de son examen en vertu des aides d'États. Ainsi, les instruments visant à mieux prendre en compte l'adéquation du réseau et les capacités renouvelables restent encore à définir.

Par ailleurs, le système actuel de gestion des congestions a été récemment réformé en profondeur avec l'introduction d'un nouveau système communément appelé «redispatch 2.0». À partir d'octobre 2021, la priorisation des mesures de gestion des congestions se fera principalement sur des critères de coûts pour le système et intégrera toutes les centrales d'une capacité de production supérieure à 100 kW. Le nouveau système induit de nouvelles tâches et responsabilités, notamment pour les GRD, et nécessite une réorganisation complète des processus d'action et de communication entre tous les acteurs impliqués (gestionnaires de réseau, opérateurs, responsables d'équilibrage, etc.). Ce nouveau système doit permettre une gestion des congestions plus efficace techniquement et économiquement à l'échelle du système.

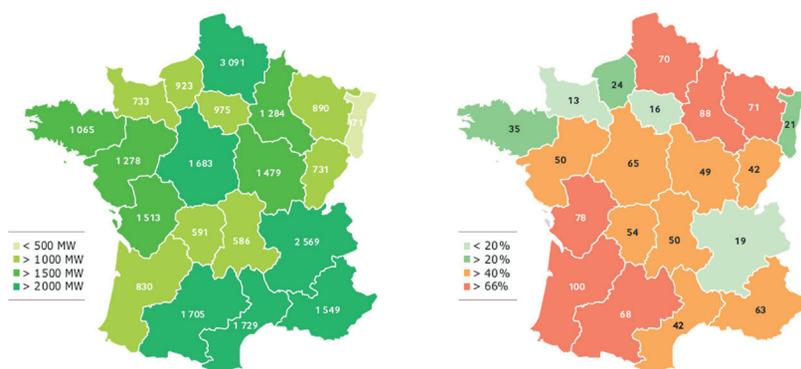
### **4. France : la différenciation régionale du mode d'intégration des renouvelables**

En France, une attention particulière est portée à l'adaptation du réseau en lien avec le développement des renouvelables à l'échelle régionale. L'arrivée des renouvelables a modifié les flux sur les réseaux, avec notamment l'apparition de flux ascendants depuis certaines poches du réseau de distribution vers le réseau de transport («refoulement»). Le maintien de la qualité de distribution et les obligations en matière de sûreté des réseaux ont également incité Enedis et d'autres gestionnaires de réseau de distribution à faire évoluer leurs pratiques pour gérer la bidirectionnalité des flux, mais aussi pour faciliter le raccordement des EnR tout en maîtrisant les coûts d'extensions et de renforcement du réseau associés. Pour cela, les GRD mettent progressivement en place une gestion

dynamique de leur réseau, ainsi que des offres de raccordement permettant d'écarter la puissance en cas de congestion. Afin de gérer les spécificités relatives à la localisation des sites renouvelables sur le réseau, la France a mis en place une différenciation tarifaire régionale (pour les producteurs) associée à une gouvernance à deux niveaux via une coordination nationale réalisée par RTE dans le cadre des S3RENR et des responsabilités des régions (définition des cibles de capacités renouvelables).

La différenciation régionale a été introduite pour le raccordement des producteurs afin de traduire les spécificités géographiques du réseau français. Cependant, cette régionalisation ne s'applique pas du côté des consommateurs pour préserver l'égalité entre ceux-ci, quel que soit leur lieu d'habitation. Ainsi, les producteurs renouvelables supportent un coût de raccordement au réseau qui est différencié entre régions, alors que les consommateurs ont une part égale de leur facture d'électricité qui sert à financer les renouvelables, via la CSPE fixée à 22,5 €/MWh depuis 2016. Le financement du développement de réseau est réalisé à travers deux voies de recouvrement des coûts : (1) la facturation aux producteurs des coûts de raccordement, qui se compose d'une quote-part qui varie selon les régions et d'un montant correspondant aux dépenses spécifiques au site de production et non mutualisées entre producteurs (coûts de branchement ou d'extension), et (2) le TURPE, appliqué à l'ensemble des producteurs et consommateurs sans distinction selon la région. La quote-part permet le financement mutualisé entre producteurs des ouvrages de raccordement au réseau tels que les postes et les transformateurs, ainsi que celui de la création d'ouvrages sur le réseau de transport. Cette quote-part payée par les producteurs lors de leur raccordement varie entre 0 (Alsace) et 83,64 k€/MW (Hauts-de-France) selon la répartition précisée sur la Figure 9. Le renforcement des réseaux (ouvrages existants) est financé par le TURPE.

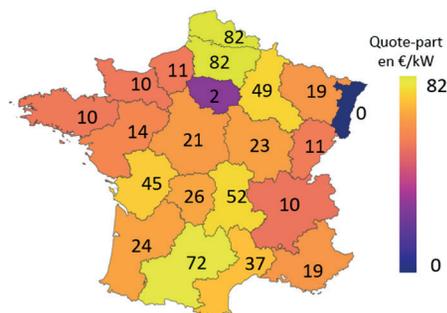
Dans cet objectif d'intégration régionale, en parallèle des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité



**Figure 8. Capacités S3REN réservées par région (à gauche) et affectation des capacités réservées à fin mai 2019 (à droite)**

Source : RTE Schéma Décennal de Développement du Réseau 2019

des territoires (SRADDET) qui établissent les trajectoires de développement des renouvelables à l'échelle des territoires, les S3REN permettent de coordonner cela avec le développement des réseaux de transport et de distribution à l'échelle régionale. Ainsi, le coût de renforcement réseau lié à l'arrivée des énergies renouvelables décentralisées (éolien et PV) est en partie porté par les producteurs eux-mêmes et fixé à la maille de la région. L'exercice des S3REN apporte un très bon niveau de transparence sur le besoin d'adaptations du réseau pour accueillir les énergies renouvelables terrestres en France. Dans ce cadre, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution publient les capacités EnR déjà installées et restantes par localisation (voir Figure 8), ainsi que les investissements prévus pour cela. Les premiers exercices datent de 2014-2015 et une mise à jour est toujours en cours. Les données analysées en 2019 indiquent des investissements prévus à hauteur de 494 M€ pour le réseau de transport, dont 40 % correspondent aux coûts de renforcements et 60 % aux coûts de création. Concernant le réseau de distribution, les coûts annoncés s'élèvent à 477 M€, dont 15 % pour le renforcement et 85 % pour la création de lignes. Ces investissements permettraient d'accueillir 13,5 GW d'EnR terrestres



**Figure 9. Quotes-parts pour le raccordement des producteurs EnR en France début 2019**

Source : Caparéseau

supplémentaires, par rapport aux 25,7 GW déjà attribués dans le cadre des S3REN.

Le raccordement de l'éolien en mer représente une part importante des besoins d'investissement dans le réseau de transport, qui seront intégrés aux tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité. Sur la base des premiers appels d'offres, le coût de raccordement de l'éolien en mer intégrant le coût du poste

### Et en Allemagne ?

L'organisation, la planification et la tarification de l'intégration des EnR au niveau de la distribution diffère largement en Allemagne, ce qui peut s'expliquer par une très grande diversité du secteur (nombre, structure, taille des GRD). Par exemple, il n'existe pas encore de plans accessibles au public sur l'état des lieux ou le développement des réseaux de distribution offrant une vision d'ensemble (ceci devrait cependant changer à l'avenir avec la réforme en cours de la loi sur l'industrie de l'énergie). Par ailleurs, le principe de péréquation tarifaire des redevances réseaux n'existe pas en Allemagne (du moins au niveau de la distribution). Ainsi, les redevances réseaux varient fortement d'une zone à l'autre. En moyenne, elles s'élevaient en 2020 à 9,63 ct/kWh dans le *Land* de Schleswig-Holstein contre 6,72 ct/kWh dans le *Land* de Rhénanie-du-Nord-Westphalie pour un consommateur final non privilégié. Néanmoins, tout comme en France, les opérateurs des installations renouvelables doivent porter le coût de connexion de leurs centrales. En revanche, ce sont les GRD qui portent le coût du renforcement de leur réseau lié à ces nouvelles connexions. De manière générale, le secteur de la distribution en Allemagne reste aujourd'hui complexe et est encore peu transparent.

électrique en mer a été estimé en moyenne de l'ordre de 800 k€/MW de puissance raccordée [RTE, 2019b]. Selon RTE, le coût de raccordement de l'éolien en mer peut être limité grâce à la mise en place de *hubs* (mutualisation du raccordement de plusieurs parcs), à un dimensionnement adéquat et à la standardisation des matériels. Pour que cela soit possible, il est indispensable d'anticiper les besoins de capacités d'accueil sur le long terme. En tout état de cause, la part des coûts de raccordement dans le coût complet de l'éolien *offshore* est amenée à augmenter et pourrait être à terme de l'ordre de 25 % (hors renforcement du réseau terrestre). En valeur absolue, dans le scénario PPE, ces coûts de raccordement s'élèveraient à environ 500 M€/an soit le premier poste d'augmentation.

### Conclusion et ouverture

Aujourd'hui, un grand nombre de systèmes électriques ont débuté une transition pour intégrer davantage d'énergies renouvelables, essentiellement intermittentes, dans leur mix de production. Puisque le réseau électrique a historiquement été développé pour servir la demande dans un système alimenté par de grands moyens de production centralisés et dont la puissance de production est dispatchable, cette

transition s'accompagne de défis importants pour l'évolution des réseaux de transport et de distribution. C'est le cas en Allemagne et en France, mais aussi pour la grande majorité des systèmes électriques européens.

Si les objectifs suivis d'une transition énergétique sont similaires pour l'ensemble des systèmes électriques européens (en particulier neutralité carbone à long terme à l'horizon 2045-2050), les défis sur les réseaux diffèrent d'un pays à l'autre du fait des héritages historiques ou des singularités géographiques de chacun. Ainsi, en Allemagne, un des problèmes majeurs réside actuellement dans la limitation des congestions et l'amélioration des transits entre le Nord et le Sud du pays. En France, le besoin d'adaptation du réseau de transport resterait encore relativement faible tant que la puissance cumulée d'éolien et de solaire reste en dessous de 50 GW. Pour préparer les adaptations nécessaires au-delà de ce seuil, la France porte dès aujourd'hui une importance particulière aux enjeux d'intégration à l'échelle régionale, ce qui se traduit par des signaux économiques régionaux à l'intention des producteurs renouvelables (quote-part S3REN). En ce qui concerne le réseau de distribution, le besoin d'investissement augmente depuis une dizaine d'années en lien avec la dynamique de développement des EnR. *A contrario*,

l'intégration des EnR se traduit majoritairement par un fort besoin en développement du réseau de transport en Allemagne. Par exemple en 2020, 84,3 % des mesures d'écrêtement des EnR étaient liées à des congestions dans le réseau de transport et non de distribution.

Cette transition énergétique s'accompagne également de tendances similaires dans la majorité des pays européens. En particulier, le développement de l'autoconsommation, l'amélioration de la vision temps réel via la digitalisation et le couplage énergétique entre différents vecteurs (électricité, gaz, chaleur) s'imposent en Europe et devraient permettre à terme de faciliter la transition énergétique en cours vers plus d'énergies renouvelables. Les EnR participent aujourd'hui également à la stabilité du système, par exemple à travers leur participation à l'équilibrage en temps réel (*balancing*) rendue possible entre autres grâce aux améliorations techniques (contrôle à distance, meilleure prévisibilité du productible, etc.).

En outre, l'Union européenne, à travers sa politique énergétique commune, s'attache à mettre en place une intégration toujours plus forte des différents systèmes électriques européens facilitant ainsi la transition énergétique à grande échelle. Pour cela, les interconnexions entre les pays apparaissent comme un atout majeur permettant l'intégration de davantage d'énergie renouvelable, à un coût plus limité par rapport à une situation où chaque pays tenterait de réaliser cette transition de façon isolée. Ces bénéfices sont surtout palpables si les réseaux internes sont dimensionnés pour soutenir des échanges transfrontaliers plus importants. Ainsi, les interconnexions et le renforcement des réseaux internes font l'objet d'une attention particulière : à la fois dans la rationalisation et la priorisation des projets apportant le plus de bénéfices via une évaluation puis une sélection coordonnées par l'exercice Ten-Year Network Development Plan et les European Projects of Common Interest; mais aussi dans les évolutions prévues pour l'augmentation de l'utilisation de ces interconnexions via par exemple l'objectif de 70 % de capacités d'échanges transfrontaliers fixé par la

Commission européenne dans le Clean Energy Package.

## RÉFÉRENCES

50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, April 2019. *Netzentwicklungsplan 2030*, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf).

50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2020. *Netzentwicklungsplan Stro*, <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>.

AG Energiebilanzen e.V., 2021. *Strommix*, <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

AIE et RTE, 2021. *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE\\_synthese%20ENR%20horizon%202050\\_FR.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf).

Allemagne Énergies, 2021. *Bilans énergétiques : comparaison Allemagne et France*, <https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/>.

Billault-Chaumartin et al., 2020. *Redispatch patterns of energy market and reserve power plants in Germany*, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9221987>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021. *Ein Stromnetz für die Energiewende*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>.

Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, 2021. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*, [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2017.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf).

Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz, 2021. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*, [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/).

Bundesnetzagentur, 2019. *Bedarfsermittlung 2019-2030 BestätigungNetzentwicklungsplan Strom*, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf).

Bundesnetzagentur, 2020. *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2035\\_Genehmigung\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung_1.pdf).

Bundesnetzagentur, 2021. *Meldeverfahren zur Netz- und Systemsicherheit*, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/>

## Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne

- Unternehmen\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\_Systemsicherheit/start.html.
- Bundesnetzagentur, 2021. *Netzausbau*, <https://www.netzausbau.de/home/de.html>.
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2021. *Monitoringbericht 2020*, [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht\\_Energie2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=7).
- Bundesrechnungshof, 2019. *Bericht zur Prüfung von Maßnahmen zum Netzausbau für die Energiewende*, <https://www.bundesrechnungshof.de/de/veroeffentlichungen/produkte/beratungsberichte/2019/netzausbau-energiewende>.
- Caparéseau, 2020. *Données de capacité d'accueil pour le raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité*, <https://www.capareseau.fr/>.
- Clean Energy Wire, 2018. *Interconnectors & blockages – German grid at odds with the EU power market*, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/interconnectors-blockages-german-grid-odds-eu-power-market>.
- Consentec, 2016. *Konventionelle Mindesterzeugung Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*, <https://docplayer.org/57663895-Konventionelle-mindesterzeugung-einordnung-aktueller-stand-und-perspektivische-behandlung.html>.
- CRE, 2020. Commission de régulation de l'énergie. *Délibération n° 2020-200 : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019*.
- European Commission, 2021. *State aid: Commission approves prolongation and modification of German scheme to support electricity production from renewable energy sources*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_2042](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_2042).
- Eurostat, 2021. Catégorie «supply, transformation and consumption of electricity», energy balance – net electricity production (code NRG-CB-E). Données mises à jour le 09/06/2021.
- Ministère de la Transition écologique, 2020. *Chiffres clés de l'énergie*, [https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/datalab\\_70\\_chiffres\\_cles\\_energie\\_edition\\_2020\\_septembre2020.pdf](https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/datalab_70_chiffres_cles_energie_edition_2020_septembre2020.pdf).
- Next-Kraftwerke, 2015. *Game of Zones I: Entwicklung der Stromnetze*, <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/entwicklung-stromnetz>.
- Öko-Institut, 2018. *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze*, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf>.
- PPE, 2020. *Synthèse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la France, publiée en 2020*, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PPE.pdf>.
- RTE, 2019a. *Bilan électrique, édition 2019*, <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/>.
- RTE, 2019b. *Schéma Décennal de Développement du Réseau*.
- RTE, 2020. *Bilan électrique 2019*, [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bilan-electrique-2019\\_1\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bilan-electrique-2019_1_0.pdf).