



## L'intégration de la mobilité électrique au réseau électrique en France et en Allemagne : défis, potentiels, modèles d'affaires

Date de la conférence : le 16 octobre 2024

Auteur :  
Tim Niehues, OFATE – [tim.niehues.extern@bmwk.bund.de](mailto:tim.niehues.extern@bmwk.bund.de)

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages





## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Pour des raisons de lisibilité, le choix a été fait d'utiliser le masculin générique dans ce document, cette forme désignant explicitement toute personne, quel que soit son genre. Merci de votre compréhension.



## Introduction

Ce document présente les principaux résultats de la conférence en ligne intitulée « L'intégration de la mobilité électrique au réseau électrique en France et en Allemagne » (voir le [programme de la conférence](#)), organisée le 16 octobre 2024 par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE).

La conférence a débuté par un aperçu de la situation actuelle, du contexte général, des objectifs politiques et des perspectives relativement à l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau électrique en Europe, en France et en Allemagne ([chapitre I.1](#)). Différents scénarios illustrant l'impact du comportement de mobilité et de chargement sur le dimensionnement du système électrique ont ensuite été présentés ; par ailleurs, les possibilités d'exploitation des potentiels de la mobilité électrique pour le système ont été examinées ([chapitre I.2](#)). Pendant la table ronde qui a suivi, les participants se sont penchés sur les conditions, les enjeux et les potentiels de modèles d'affaires innovants dans le contexte de l'électromobilité et de son interface avec le réseau électrique ([chapitre II](#)).

Les présentations des intervenants à cette conférence (en anglais) sont téléchargeables sur le [site Internet de l'OFATE](#). Les enregistrements audio des interventions et de la table ronde sont accessibles dans l'espace réservé aux adhérents. Par ailleurs, vous trouverez dans le texte les liens vers les différentes présentations après le résumé de chaque intervention.



## Sommaire

<b>Disclaimer</b>	2
<b>Introduction</b>	3
<b>I. Présentations</b>	5
<b>I.1 Électromobilité et infrastructure de recharge en Allemagne, en France et en Europe : objectifs, défis, opportunités</b>	5
I.1.1. Électromobilité et infrastructure de recharge en Europe : état des lieux, objectifs et implications	5
I.1.2. Infrastructure de recharge et réseau électrique : planification pour l'électromobilité en Allemagne	6
I.1.3. Infrastructure de recharge et réseau électrique : planification pour l'électromobilité en France	7
<b>I.2 Modèles d'affaires pour l'intégration de l'électromobilité dans le réseau électrique</b>	9
I.2.1. Déploiement du véhicule électrique en France – Nécessité d'adaptation des usages à un système contraint	9
I.2.2. Exploiter le potentiel de l'électromobilité pour le système électrique : entre possibilités théoriques et réalités techniques et réglementaires	10
<b>II. Table ronde : Modèles d'affaires innovants à l'interface de l'électromobilité et du réseau électrique : du point de recharge au hub énergétique ?</b>	12



## I. Présentations

### I.1 Électromobilité et infrastructure de recharge en Allemagne, en France et en Europe : objectifs, défis, opportunités

#### I.1.1. Électromobilité et infrastructure de recharge en Europe : état des lieux, objectifs et implications

**Jules Sery, Transport Analyst and Modeller auprès de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)**, a commencé sa présentation par un panorama sur le **marché global des véhicules électriques**, se basant en grande partie sur le *Global Electric Vehicle Outlook 2024*<sup>1</sup> de l'AIE. Depuis 2020, ce marché connaît une **forte croissance**, portée en particulier par la Chine. En 2023, on comptabilisait 14 millions de nouvelles immatriculations de voitures électriques dans le monde, dont environ **60 %** avaient été vendues en **Chine**, suivie par l'UE et les USA. D'après M. Sery, les ventes ont continué d'augmenter au cours de la première moitié de l'année 2024, mais moins que l'année précédente, toutefois. C'est la **Chine** qui **reste le moteur** dans ce domaine, tandis que les **ventes stagnent** dans l'UE, situation due essentiellement à l'arrêt des subventions en Allemagne, fin 2023. Hors Allemagne, les ventes de voitures électriques dans l'UE ont augmenté d'environ 10 % au cours de la première moitié 2024.

En ce qui concerne les **besoins en électricité** liées à l'électromobilité, l'AIE prévoit une **forte hausse** : **à l'heure actuelle**, les besoins en électricité s'élèvent à **25 TWh** ; toutefois, **d'ici à 2030**, ils passeront à **250 TWh**, et à **450 TWh d'ici à 2045**. Ce chiffre correspond à la consommation d'électricité de la France, aujourd'hui. D'après M. Sery, cette croissance s'explique du fait de l'**interdiction, prévue par l'UE<sup>2</sup>, de vendre de nouveaux véhicules à moteur à combustion à compter de 2035**, ainsi que par les subventions et par la baisse des coûts. Selon l'AIE, le segment des voitures et des véhicules utilitaires légers représentera plus des deux tiers de la consommation d'électricité dans le secteur de la mobilité en 2030 et en 2035, réclamant donc des **capacités supplémentaires de production d'électricité** ainsi qu'un **développement des infrastructures** correspondantes.

M. Sery a rappelé qu'un **développement important des infrastructures de recharge publiques** était **impératif** pour la décarbonation du secteur des transports. En Europe, le rapport entre le nombre de voitures électriques et le nombre de points de recharge est supérieur à la moyenne mondiale ; cependant, **95 % des points de recharge** sont privés. **Les points de recharge rapides publics** (puissance supérieure à 22 kW) sont moins répandus **en Europe qu'en Chine** : ils représentent 15 % du total, alors que ce chiffre est de **plus de 40 %** en Chine. D'ici à 2035, l'AIE s'attend à une augmentation importante de la capacité de recharge rapide dans l'UE, ce qui s'explique par une puissance plus élevée par point de recharge. En vertu du règlement<sup>3</sup> sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*, AFIR), les États membres de l'UE sont tenus de mettre à disposition une puissance de charge de 1,3 kW par voiture électrique et véhicule utilitaire léger à l'horizon 2030. D'ici à 2025, des points de recharge rapide doivent être installés tous les 60 km sur le réseau transeuropéen de transport<sup>4</sup> (RTE-T) ; pour les véhicules lourds, la puissance minimum par point de recharge est de 350 kW.

Par ailleurs, l'intervenant a évoqué les enjeux de l'**intégration de l'électromobilité dans le réseau électrique**, expliquant que la **recharge intelligente unidirectionnelle et bidirectionnelle** des véhicules électriques pouvait **faciliter la planification du réseau, faire baisser les coûts du système électrique et promouvoir l'intégration des énergies renouvelables**.

---

<sup>1</sup> [Lien](#) vers l'étude (en anglais).

<sup>2</sup> [Lien](#) vers le règlement 2019/631 de l'UE.

<sup>3</sup> [Lien](#) vers le règlement 2023/1804 de l'UE.

<sup>4</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur le réseau RTE-T sous ce [lien](#) (en anglais).



Une planification anticipée du réseau et un développement renforcé des réseaux électriques sont indispensables pour faire face à l'augmentation de la demande, a-t-il conclu.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

## I.1.2. Infrastructure de recharge et réseau électrique : planification pour l'électromobilité en Allemagne

Au cours de sa présentation, Jan Zacharias, chargé de mission auprès de l'unité « Intégration au réseau de la mobilité électrique et des pompes à chaleur ; stockage de l'électricité » du ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK) a exposé les plans actuels relatifs aux infrastructures de recharge, évoquant les défis qui en découlent en ce qui concerne le développement du réseau en Allemagne. L'intervenant s'est d'abord penché sur le « réseau Allemagne »<sup>5</sup>, qui prévoit la mise en place de points de recharge rapide tous les 60 km sur le **réseau transeuropéen de transport (RTE-T)**<sup>6</sup> d'ici à 2025, en application du **règlement européen AFIR**<sup>7</sup>. En Allemagne, cet objectif doit être atteint par l'installation de plus de 1 000 sites avec environ 9 000 points de recharge. Les appels d'offres correspondants sont déjà clos. Ce réseau doit être complété par un **réseau de recharge rapide pour poids lourds**<sup>8</sup>, prévoyant environ 350 sites avec 1 800 points de recharge arborant une puissance de sortie d'au moins 1 MW, devant ainsi permettre une recharge dans un délai de 45 minutes. Par ailleurs, environ 2 400 points de recharge CCS<sup>9</sup> avec une puissance de sortie plus faible sont également prévus, a expliqué M. Zacharias. Cette infrastructure de recharge doit être installée aussi bien sur des aires de services que sur de simples aires de repos ; pour ces dernières, l'appel d'offres a déjà eu lieu, alors que l'appel d'offres concernant les aires de services est en cours de préparation.

Le chargé de mission a affirmé ensuite que le développement rapide de l'infrastructure de recharge réclamait une **planification anticipée du développement du réseau**. Alors que les **points de recharge** peuvent être installés **en quelques mois**, le **développement du réseau** s'étend **sur plusieurs années**. Les gestionnaires de réseaux doivent donc être informés à l'avance des besoins en développement. Par conséquent, des « **scénarios régionaux** »<sup>10</sup> ont été développés à cette fin, intégrant notamment les sites de points de recharge prévus. La planification du développement des réseaux ne touche pas uniquement le secteur des transports, mais également les évolutions dans le secteur du bâtiment (les pompes à chaleur, par exemple), les centres de calcul ou les systèmes de stockage à grande échelle.

Cette planification anticipée est ancrée dans le **plan de déploiement des infrastructures de recharge II**<sup>11</sup> (*Masterplan Ladeinfrastruktur II*) décidé par le gouvernement fédéral fin 2022. Le plan comprend 68 mesures, dont 7 concernent directement le réseau électrique (mesures 41-47), a expliqué l'intervenant ; la mesure 1 concerne la mise en place d'un **groupe de pilotage interministériel sur les infrastructures de recharge**. L'objectif est, entre autres, d'assurer une plus grande transparence en ce qui concerne la planification des sites et d'accélérer les procédures de demande de raccordements au réseau. Ce dernier point est primordial : en effet, il n'existait jusqu'alors aucune procédure uniformisée chez les gestionnaires de réseau de distribution, qui sont plus de 800 ; d'autre part, un grand nombre d'entre eux ne sont pas encore numérisés. Le gouvernement fédéral a donc pris des mesures en vue de permettre une procédure de demande numérique uniformisée dans toute l'Allemagne.

---

<sup>5</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur le réseau Allemagne sous ce [lien](#) (en allemand).

<sup>6</sup> [Lien](#) vers le règlement 2023/1804 de l'UE.

<sup>7</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur le réseau RTE-T sous ce [lien](#) (en anglais).

<sup>8</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur le réseau de recharge rapide pour poids lourds sous ce [lien](#) (en allemand).

<sup>9</sup> CCS est l'abréviation de *Combined Charging System* ; ce terme désigne un système de raccordement standardisé au niveau européen, destiné aux véhicules électriques et avec lequel aussi bien la recharge à courant alternatif (CA) que la recharge à courant continu (CC) sont possibles. Il permet notamment la recharge rapide aux points de recharge CC, et est également combiné avec le connecteur de type 2 pour la recharge CA.

<sup>10</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur les scénarios régionaux des gestionnaires de réseau de distribution sous ce [lien](#) (en allemand).

<sup>11</sup> [Lien](#) vers le plan directeur Infrastructures de recharge II (en allemand).



Par ailleurs, M. Zacharias a abordé la nouvelle **réglementation sur les installations de consommation pilotables** au titre de l'**art. 14a de la loi sur le secteur de l'énergie (EnWG)**<sup>12</sup>, qui concerne notamment les réseaux basse tension. D'après cette réglementation, les installations de consommation, telles que les bornes de recharge, doivent être conçues à l'avenir pour être pilotables. Dans les situations de surcharge du réseau, les gestionnaires de réseaux doivent brider le soutirage d'électricité à 4,2 kW. En contrepartie, le demandeur du raccordement bénéficie d'un tarif d'utilisation du réseau réduit. Dans le même temps, le gestionnaire de réseau est tenu de permettre sans délai un raccordement au réseau. L'intervenant a ensuite fourni un aperçu du travail du **groupe de pilotage interministériel sur les infrastructures de recharge**, qui se réunit régulièrement (une fois par mois, en général). Formé de représentants de différents ministères et des Länder, ce comité a pour objectif une meilleure coordination du développement des infrastructures de recharge et du réseau électrique.

M. Zacharias a conclu sa présentation en résumant trois aspects essentiels : en premier lieu, il est de première importance, pour le BMWK et pour le gouvernement fédéral, de disposer d'un **plan stratégique pour le développement des infrastructures**, tel que le plan de déploiement des infrastructures de recharge<sup>13</sup> et les scénarios régionaux<sup>14</sup>. Par ailleurs, les enjeux ne sont pas les mêmes en fonction du niveau du réseau considéré : **en haute et moyenne tensions**, c'est le **raccordement au réseau** qui pose le défi le plus important ; en **basse tension**, par contre, c'est la **pilotabilité** qui représente la plus grande difficulté. Enfin, le **réseau électrique doit être compris comme un prestataire de services pour les infrastructures de recharge**. C'est uniquement ainsi que la transition énergétique dans le domaine des transports pourra réussir. D'autres acteurs, toutefois, tels que les centres de calcul, les systèmes de stockage, les pompes à chaleur et les installations de production doivent aussi être pris en compte, a affirmé pour terminer M. Zacharias.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

### 1.1.3. Infrastructure de recharge et réseau électrique : planification pour l'électromobilité en France

Au cours de leur présentation conjointe, Estelle Chevallier, sous-directrice adjointe de la direction des financements innovants et du contrôle des concessions autoroutières (FCA) du ministère du Partenariat avec les territoires et de la Décentralisation, et Aude Mailfait, adjointe au chef de bureau du système électrique, de la programmation et des réseaux auprès du ministère de la Transition écologique, de l'Énergie, du Climat et de la Prévention des risques, se sont penchées sur les plans actuels du gouvernement français relativement aux infrastructures de recharge, ainsi que sur l'intégration de l'électromobilité dans le réseau électrique. D'après Mme Chevallier, les mesures évoquées font partie de la **Stratégie nationale bas-carbone**<sup>15</sup>, ayant pour vocation d'atteindre la **neutralité carbone nette d'ici à 2050**. Dans le contexte de l'interdiction, dans l'UE, des nouvelles immatriculations de véhicules avec moteur à combustion à compter de 2035<sup>16</sup>, la France s'est dotée d'objectifs ambitieux dans le domaine de l'électrification : à cette date, environ 37 % des véhicules légers et 30 % des véhicules utilitaires lourds devront être électrifiés. L'évolution du trafic ne pouvant être prévue avec une certitude suffisante, le gouvernement travaille sur différents scénarios, tablant sur une augmentation comme sur une diminution de celui-ci.

L'intervenante a cité comme leviers principaux les aides à l'achat, ainsi qu'un **schéma directeur de déploiement national**<sup>17</sup> des infrastructures de recharge à l'échelle nationale, aux horizons 2025, 2030 et 2035. Ce schéma suit trois lignes directrices : la **décarbonation des transports routiers**, l'**anticipation de l'évolution des pratiques en matière de mobilité**,

<sup>12</sup> [Lien](#) vers le texte de la loi EnWG (en allemand).

<sup>13</sup> [Lien](#) vers le plan directeur Infrastructures de recharge II (en allemand).

<sup>14</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur les scénarios régionaux des gestionnaires de réseau de distribution sous ce [lien](#) (en allemand).

<sup>15</sup> [Lien](#) vers le décret relatif à la SNBC II.

<sup>16</sup> [Lien](#) vers le règlement 2019/631 de l'UE.

<sup>17</sup> À la date de la rédaction du présent résumé, le schéma directeur des installations de recharge pour véhicules électriques sur le réseau routier national français n'avait pas encore été publié.



tout en garantissant la qualité du service, et enfin la **compatibilité avec le réseau ainsi que la rentabilité du développement des infrastructures de recharge**.

D'après Mme Chevallier, la **première phase de déploiement (2021-2024)** a **principalement reposé sur le marché**, les opérateurs des points de recharge ayant pu bénéficier de quelques subventions. Selon elle, toutefois, l'objectif du gouvernement français est une **planification plus importante** pour la **phase de 2025 à 2035**, dans le contexte d'une **forte augmentation des besoins en puissance**, en particulier sur les **aires d'autoroute**. Jusqu'à présent, la puissance de raccordement était de 1 à 1,5 MW par site ; lors de la prochaine phase, il faudra multiplier par quatre, voire par cinq les puissances disponibles sur chaque site. Sans développement coordonné, il existe un risque de saturations du réseau au niveau local, avec des conséquences négatives pour l'acceptabilité de l'électromobilité.

Le schéma directeur couvre le **réseau routier national**, d'une longueur de 20 000 km, avec environ 1 350 aires de repos. Après une phase d'une année concernant la modélisation des déplacements en itinérance, suivie par une consultation avec les parties prenantes (gestionnaires routiers et gestionnaires de réseau de distribution électriques, entre autres), des **objectifs de puissance à déployer au niveau de chacun des axes routiers** ont été fixés dans la première partie du plan. À compter de 2025, une implémentation au niveau des sites doit être mise en œuvre par les gestionnaires routiers, en collaboration étroite avec les gestionnaires de réseaux électriques.

Aude Mailfait a complété cet exposé par une présentation des **perspectives pour le système électrique**. La troisième version de la **Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**, qui doit être publiée en 2025, tient compte à la fois des **exigences de raccordement des infrastructures de recharge** et de leurs **gisements de flexibilité**. D'après Mme Mailfait, l'électromobilité ne signifie pas seulement l'apparition de **nouvelles charges**, mais peut également être **utile pour le réseau** grâce au pilotage intelligent. Des modélisations de RTE, le gestionnaire de réseau de transport français, révèlent que les **processus de recharge incontrôlés** ont pour effet une concentration des **pics de consommation dans la soirée** ; or, le **pilotage** permet de décaler la charge **dans le temps, vers midi et le début de l'après-midi**. De cette manière, il est possible de mieux intégrer les pics de production photovoltaïque. **D'ici à 2035**, on peut s'attendre à ce que le **gisement de flexibilité** s'élève à 5-10 GW.

Pour soutenir cette évolution, il existe un bouquet de mesures réglementaires et financières. L'installation de points de recharge privés bénéficie déjà d'un soutien sous la forme d'un **crédit d'impôt**<sup>18</sup>, pouvant représenter jusqu'à 75 % de la dépense (avec un plafonnement à 500 €). Depuis 2024, ce soutien a été spécifiquement recentré sur les bornes de recharge pilotables. Parallèlement, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) travaille à une amélioration des signaux de prix et de la structure tarifaire, grâce notamment à un meilleur placement des heures pleines et des heures creuses pour la recharge. Par ailleurs, un **« bac à sable réglementaire »**<sup>19</sup> a été créé en 2019, dans le cadre duquel sont testés des projets *Vehicle-to-Grid* innovants ainsi qu'un cadre réglementaire adapté.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

<sup>18</sup> Vous trouverez de plus amples informations sur le crédit d'impôt sous ce [lien](#).

<sup>19</sup> La possibilité de mener des expérimentations réglementaires est prévue par l'[art. 61](#) de la loi énergie-climat adoptée en 2019.



## 1.2 Modèles d'affaires pour l'intégration de l'électromobilité dans le réseau électrique

### 1.2.1. Déploiement du véhicule électrique en France – Nécessité d'adaptation des usages à un système contraint

Lors de son intervention, **Rebecca Martin, ingénieure carburants alternatifs auprès de l'Agence de la transition écologique (ADEME)** a présenté une sélection de résultats issus d'études actuelles réalisées par l'ADEME et concernant le **rôle de l'électromobilité dans le système énergétique du futur**. L'intervenante a commencé par expliquer que la stratégie transport et mobilité<sup>20</sup> à l'ADEME repose sur le constat qu'**une décarbonation 1 pour 1 des véhicules essence et diesel vers la mobilité électrique ne suffira pas** à atteindre la **neutralité carbone en 2050**. Cette stratégie suit une approche en trois axes : d'abord, la **limitation de la demande de mobilité grâce à des changements de comportements** ; ensuite, le **report de la demande vers des modes de transport moins carbonés** ; et enfin, **l'amélioration des technologies de propulsion existantes afin de limiter les impacts environnementaux**.

La planification à long terme est effectuée sur la base des quatre **scénarios de transformation sociétales de l'étude Transition(s) 2050**<sup>21</sup>. Ces scénarios diffèrent principalement sur les plans du **comportement de mobilité**, des **besoins en énergie** et de la **mise en place de technologies**. Alors que le **scénario S1** est orienté sur le **changement des comportements et la sobriété**, le **scénario S4** envisage un futur avec des **besoins en énergie élevés** et une dépendance vis-à-vis de technologies qui ne sont pas encore matures aujourd'hui. **Dans tous les scénarios, la proportion des véhicules électriques avec batterie est élevée (>90 %)** ; toutefois, des **différences** importantes apparaissent **en ce qui concerne la demande de mobilité** – notamment dans le domaine des véhicules utilitaires lourds. Dans ce secteur, un bouquet technologique apparaît comme étant l'approche la plus pertinente, combinant les batteries, l'hydrogène et le biogaz.

Ces scénarios sont accompagnés de recommandations de l'ADEME concernant les moyens les plus appropriés en vue de déployer la mobilité électrique pour les passagers dans les prochaines années, a expliqué Mme Martin. L'importance de **dimensionner les véhicules au plus près des usages du quotidien** est soulignée. Les **véhicules particuliers pour le transport de passagers sur des trajets courts** devraient être équipés **avec des batteries de petite taille, d'une capacité de 60 kWh**. En ce qui concerne les **infrastructures de recharge**, il est essentiel de **coordonner la planification territoriale**, comme cela a déjà été exposé lors de la présentation du ministère français. D'après Mme Martin, **au quotidien**, il faut favoriser **la recharge à domicile ou au travail à basse puissance**, afin d'**éviter les contraintes sur le réseau** et de **réduire le coût économique** de la recharge. Dans le même temps, toutefois, un **accès à la recharge publique haute puissance** doit être mis en place pour des besoins ponctuels occasionnels.

Par ailleurs, l'intervenante a présenté les **résultats d'une étude de l'ADEME encore non publiée**<sup>22</sup>, examinant les impacts de l'électromobilité sur le climat et sur le système à l'horizon 2035. L'étude analyse l'**influence de différents scénarios de mobilité et de recharge sur le climat, la santé humaine, les écosystèmes et les besoins en matières premières critiques, ainsi que sur la production d'électricité et sur les infrastructures de réseau**. Parallèlement à un scénario de référence, s'appuyant sur la Stratégie nationale bas-carbone française, ont également été analysés des scénarios issus de l'étude *Transition(s) 2050* : le scénario S2, avec faible consommation d'énergie, et le scénario S4, avec consommation d'énergie élevée. Ils ont été associés à **trois scénarios de recharge** :

---

<sup>20</sup> [Lien](#) vers la stratégie.

<sup>21</sup> [Lien](#) vers le résumé de l'étude (en anglais).

<sup>22</sup> À la date de la rédaction du présent résumé, le document cité n'avait pas encore été publié.



1. **Scénario modéré nocturne** : hypothèse d'une poursuite du comportement de recharge fréquent aujourd'hui, c'est-à-dire une recharge essentiellement à domicile, la nuit et avec une puissance limitée. Hypothèse d'un développement limité des infrastructures de recharge publiques, avec une puissance limitée.
2. **Scénario modéré diurne** : même comportement de recharge que dans le premier scénario, mais le jour, toutefois.
3. **Scénario de recharge rapide publique** : accès limité aux points de recharge privés, avec un développement renforcé des infrastructures de recharge publiques, et des puissances plus élevées.

Les résultats de la modélisation révèlent que les **scénarios avec recharge pendant la journée** sont mieux adaptés au **profil d'injection des énergies renouvelables** – notamment du **photovoltaïque** –, se traduisant donc par une **influence positive sur les impacts environnementaux**. Simultanément, ces scénarios réclament toutefois des **investissements plus élevés dans les infrastructures de réseau**. C'est notamment le **scénario avec infrastructures de recharge rapide publiques** qui est le **plus coûteux**. D'après Mme Martin, les **processus de recharge publics avec puissances supérieures à 150 kW** arborent des besoins en développement du réseau **par MWh d'électricité jusqu'à trois fois plus importants** que la recharge privée basse puissance. D'après les résultats de l'étude, les poids lourds électriques n'ont qu'un effet relativement limité sur les besoins en développement du réseau : en effet, les processus de recharge ont lieu principalement la nuit ou sur des aires de services, avec des durées de stationnement longues.

Relativement aux impacts économiques, l'analyse révèle que les **coûts supplémentaires** entre les différents scénarios de consommation énergétique s'expliquent **principalement par des capacités de production d'électricité additionnelles** (environ 70 %), suivies par le **développement du réseau** (environ 20 %) et la **production d'électricité réelle** (environ 10 %). Les **différences entre les scénarios de recharge** sont **moins importantes**, le **scénario « modéré diurne » entraînant toutefois des coûts d'ensemble du système plus faibles**.

En conclusion, l'intervenante a rappelé que l'électromobilité devait être comprise comme faisant partie d'une stratégie de transformation globale, dans le cadre de laquelle, outre le développement technologique, les aspects se rapportant aux comportements, à la planification et au système doivent tout particulièrement être pris en compte. L'étude présentée doit être publiée dans sa totalité en mai 2025.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

## 1.2.2. Exploiter le potentiel de l'électromobilité pour le système électrique : entre possibilités théoriques et réalités techniques et réglementaires

Dans sa keynote, Jakob Zahler, senior research associate au centre de recherche **Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)**, a présenté des résultats de recherche essentiels concernant l'**intégration de l'électromobilité dans le système électrique allemand**. Il a accordé une attention particulière à la **recharge bidirectionnelle**, qui abrite des potentiels importants aussi bien au niveau des ménages qu'à l'échelle du système énergétique lui-même.

L'intervenant a commencé par évoquer le cas d'application de l'**optimisation de l'autoconsommation photovoltaïque** d'un ménage avec installation PV et véhicule électrique. Selon lui, on fait ici la distinction entre la **recharge intelligente non pilotée (smart charging)** et la **recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Home)**. Avec la recharge intelligente, le **processus de recharge** est **reporté vers la « cloche solaire »**, c'est-à-dire vers le milieu de journée, lorsque la production photovoltaïque est élevée ; cela permet d'**augmenter l'autoconsommation** de l'électricité autoproduite. Dans le cas de la **recharge bidirectionnelle**, il est également possible de **recharger plus en milieu de journée, intentionnellement**, en vue de **d'utiliser l'électricité le soir dans le foyer**. Dans ce scénario, le **véhicule** tient lieu de **batterie à domicile**. Cette approche



permet de réduire le **soutirage sur le réseau ainsi que les coûts**. D'après le FfE, ce cas d'application génère moins de 20 cycles complets supplémentaires par an pour la batterie du véhicule – un chiffre non négligeable, si l'on considère les conditions de garantie. Dans le même temps, les utilisateurs peuvent réaliser des économies annuelles de 350-490 € ; par ailleurs, le degré d'autarcie augmente de 30-35 %.

Un deuxième cas d'application présenté par l'intervenant est l'« **arbitrage trading** » (opérations d'arbitrage). Avec ce scénario, le **comportement de recharge** du véhicule s'aligne sur les **prix dynamiques de l'électricité : recharger lorsque les prix sont bas, et injecter lorsque lorsqu'ils sont élevés**. D'après M. Zahler, lorsque ces conditions sont données, le véhicule peut servir à **couvrir les besoins du ménage** ou à l'**injection dans le réseau** dans la journée (*Vehicle-to-Grid*), et être rechargé la nuit. Toutefois, la **rentabilité** de ce modèle dépend fortement de la **volatilité des prix**. D'après le FfE, il est possible de réaliser ainsi des recettes annuelles entre 150 € et 690 €. Cependant, avec plus de 20 cycles complets supplémentaires par an, l'usure de la batterie est plus élevée que dans le cas d'une utilisation exclusivement destinée au ménage.

L'intervenant a ensuite présenté le **potentiel de la recharge bidirectionnelle** pour l'ensemble du **système électrique**. D'après lui, la **capacité de stockage d'un million de véhicules électriques** est **plus élevée** que la capacité de **toutes les centrales de pompage-turbinage d'Allemagne** réunies. Selon un **scénario énergétique à l'horizon 2040 effectué à l'échelle européenne**, leur participation systématique permettrait de réaliser des **économies annuelles à hauteur de 7 milliards d'€** et d'**intégrer une puissance photovoltaïque supplémentaire de 300 GW**. Ces résultats s'accompagnent d'une **baisse des besoins en systèmes de batteries de grande puissance** de 60 GWh, et de la **production d'électricité conventionnelle** de 32 GW, ayant donc un **impact positif sur le bilan des gaz à effet de serre**. En ce qui concerne les impacts sur les réseaux électriques, M. Zahler a rappelé que les **besoins en développement du réseau** dépendaient fortement du **mode d'exploitation de la recharge**. D'après lui, la **recharge non pilotée** entraîne un besoin en **développement de 43 % des réseaux en Allemagne**. Avec les **opérations d'arbitrage**, cette part est même de **71 %**, puisque un **nombre élevé de véhicules sont rechargés** au même moment. Au contraire, dans le cas d'un **mix d'utilisation réaliste avec recharge bidirectionnelle**, un **développement du réseau supplémentaire** n'est pas nécessaire.

En Allemagne, l'**art. 14a de la loi sur le secteur de l'énergie** (EnWG<sup>23</sup>), qui permet aux gestionnaires de réseaux de **réduire la puissance des consommateurs pilotables**, joue un rôle important. D'après le FfE, cette disposition montre actuellement toute sa pertinence, **en réduisant les besoins en développement du réseau**. À long terme, cependant, des **tarifs dynamiques d'utilisation du réseau** pourraient avoir un effet comparable. Les projets et les essais sur le terrain réalisés par le FfE ont révélé que l'art. 14a fonctionne bien comme **solution provisoire** et que la réduction est réalisable techniquement, sans affecter de façon sensible le confort des utilisateurs. Le FfE recommande toutefois une **révision en profondeur des règles applicables aux tarifs d'utilisation du réseau**, notamment par l'**introduction d'une composante de part fixe en fonction de la puissance** et d'une **dynamisation optimisée des autres composantes de prix**.

Pour finir, l'intervenant a répondu à la question de savoir pourquoi la recharge bidirectionnelle n'était pas encore très répandue, malgré ses avantages. D'après les évaluations du FfE, une **utilisation accrue du Vehicle-to-Home est réalisable à l'avenir**. Pour le *Vehicle-to-Grid*, toutefois, un **cadre réglementaire approprié** doit être **assuré au niveau politique**, et les **conditions techniques** adéquates doivent être mises en place. À l'heure actuelle, notamment, on manque de véhicules supportant la recharge bidirectionnelle, ainsi que de bornes de recharge bidirectionnelle à faible coût. D'autre part, il n'y a encore aucune norme commune au niveau européen pour l'échange de données entre les véhicules et les systèmes backend. Le FfE s'attend toutefois à ce que, si la volonté politique et l'engagement du secteur industriel sont au rendez-vous, une mise en œuvre à grande échelle soit possible dans les prochaines années.



[Lien vers la présentation](#)



[Lien vers l'enregistrement audio](#)

---

<sup>23</sup> [Lien](#) vers le texte de la loi EnWG (en allemand).



## II. Table ronde : Modèles d'affaires innovants à l'interface de l'électromobilité et du réseau électrique : du point de recharge au hub énergétique ?

### Participants :

- Axel Nicolas Le Meignen, responsable Études, innovation et développement auprès du Pôle mobilité électrique d'Enedis
- Stefanie Wolff, chargée de mission infrastructure de recharge, Association allemande de l'industrie automobile (VDA)
- Sebastian Schmieder, Global Head of eMobility Propositions, E.ON Drive
- Vincent Grena, co-fondateur, Fuzed

Au cours de la table ronde, des représentants de différents groupes d'acteurs de France et d'Allemagne se sont penchés sur les conditions, les enjeux et les potentiels de modèles d'affaires innovants dans le contexte de l'électromobilité et de son interface avec le réseau électrique. Une attention particulière a été accordée à la recharge bidirectionnelle ainsi qu'à la question de savoir dans quelles conditions ce concept pouvait s'imposer, sur le plan technique comme sur le plan économique.

**Axel Nicolas Le Meignen, responsable Études, innovation et développement auprès du Pôle mobilité électrique d'Enedis**, a présenté la perspective du gestionnaire de réseau de distribution français. En France, Enedis est chargé de 90 % du réseau moyenne et basse tension ; le gestionnaire de réseau est donc un acteur essentiel de l'intégration de l'électromobilité. Compte tenu du développement massif des énergies renouvelables et de la croissance de l'électromobilité, les enjeux pour les réseaux sont considérables. Les **investissements prévus d'ici à 2040** s'élèvent à **environ 95 milliards d'€**, une **part importante de ce montant revenant à l'électromobilité**. Dans le même temps, M. Le Meignen a rappelé que, du point de vue d'Enedis, la **recharge bidirectionnelle** n'était pas nécessaire pour la **stabilisation du réseau électrique, dans un futur proche**. D'après lui, des investissements dans le réseau sont incontournables ; même si des options de flexibilité peuvent représenter une contribution importante, elles ne remettent pas en cause la nécessité de ces investissements structurels.

**Stefanie Wolff, chargée de mission infrastructure de recharge auprès de l'Association allemande de l'industrie automobile (VDA)**, a présenté la perspective des constructeurs automobiles allemands. L'électromobilité est considérée par la branche comme un élément clé de la mobilité décarbonée, et la **recharge bidirectionnelle** joue à cet égard un **rôle de premier plan**. Certains constructeurs allemands, tels que BMW et VW, ont déjà annoncé les premiers modèles permettant le *Vehicle-to-Grid*. Les scénarios d'application couvrent aussi bien le *Vehicle-to-Home* (V2H) et le *Vehicle-to-Grid* (V2G) que le *Vehicle-to-Load* (V2L). Mme Wolff a expliqué que, de son point de vue, ce sont les **solutions V2H** qui devraient **s'imposer en premier lieu** ; **à moyen terme, le V2G prendra plus d'importance, grâce aux agrégateurs et en s'appuyant sur de nouveaux modèles d'affaires**. Un sommet européen organisé à l'initiative du ministre fédéral Habeck doit contribuer à promouvoir des solutions transfrontalières.

Dans son analyse, **Sebastian Schmieder, Global Head of eMobility Propositions auprès d'E.ON Drive**, a opéré une distinction entre les enjeux du réseau électrique à l'échelle régionale et à l'échelle nationale. D'après lui, la **recharge bidirectionnelle non coordonnée** peut avoir pour conséquence des **problèmes sur le réseau de distribution**, alors qu'un **pilotage ciblé** – grâce à des **tarifs d'utilisation du réseau variables** et des **incitations financières**, par exemple – peut au contraire être **utile au réseau**. Les premiers projets pilotes en Allemagne montrent qu'une **gestion de la demande intelligente auprès des clients résidentiels** a le potentiel de **réduire les besoins en développement du réseau**. Au **niveau national**, les systèmes V2G peuvent aider à **mieux synchroniser les effacements et l'injection d'énergies renouvelables**. Si les **effets macroéconomiques** sont **modestes**, cela reste **intéressant d'un point de vue économique pour certains clients**.



**Vincent Grena, co-fondateur de Fuzed**, a rappelé l'importance de l'**acceptabilité sociale** pour la diffusion de la recharge bidirectionnelle. Pour de nombreux utilisateurs, il est difficile de se représenter son propre véhicule non seulement comme un moyen de transport, mais également comme un **élément actif du système énergétique**. L'**énorme potentiel** de cette solution – comme **système de stockage électrique mobile**, par exemple, pouvant soutirer l'énergie de sa propre installation photovoltaïque et la réinjecter à un moment ultérieur dans le réseau domestique ou dans le réseau public – est **souvent sous-estimé**. Par ailleurs, on est confronté dans ce domaine à des **barrières à l'entrée**, telles que des **coûts élevés** et la **complexité technologique**. Pour promouvoir la diffusion de l'électromobilité, il faut déployer des **solutions simples, abordables et compréhensibles**, a affirmé l'intervenant. C'est uniquement ainsi qu'il sera possible de favoriser l'acceptabilité à grande échelle. Sa propre solution associe le photovoltaïque, les infrastructures de recharge et des logiciels intelligents en vue de maximiser l'indépendance vis-à-vis du réseau, a expliqué M. Grena.

Lors de la discussion finale, les participants à la table ronde se sont accordés sur le fait que la recharge bidirectionnelle abritait des **potentiels considérables sur le plan technologique**. D'après eux, toutefois, son **impact sur le système global dépend fortement de facteurs d'ordre réglementaire, économique et social**. Tous ont unanimement approuvé le fait que, pour une **montée en puissance du marché à grande échelle, des incitations économiques, des solutions simples** et une **harmonisation au niveau européen** étaient indispensables. En France, en particulier, le V2G n'est pas considéré comme nécessaire à la stabilisation du réseau, à court terme ; à long terme, par contre, il peut devenir un élément complémentaire ayant le potentiel de contribuer à la flexibilisation du système électrique.



[Liens vers l'enregistrement de la table ronde](#)