

Note : la recharge intelligente des véhicules électriques et le V2G

Mis à jour en mai 2026



Auteur :

Pierre SUPAU
Associate Partner

dwdg Consulting

Résumé

La transition écologique nous impose de décarboner notre économie, comprenant nos transports et nos systèmes de production d'électricité. Une bonne partie du mix électrique futur envisagé en France (et dans le monde) comprend du solaire et l'éolien, qui sont des énergies renouvelables intermittentes, marquées par une forte variation de production (cycle jour-nuit, périodes avec ou sans vent).

L'électrification de notre économie et de nos transports va entraîner une forte augmentation de la demande en électricité, et donc autant de demande potentiellement reportable pour s'adapter à la nouvelle donne de production. Cet article explore dans quelle mesure la recharge des véhicules électriques pourra s'effectuer dans les périodes de forte production, et ainsi alléger les contraintes sur le système électrique.

>>> **Le principal enseignement est que le pilotage V1G - statique ou dynamique - constitue la réponse prioritaire.** À l'horizon 2035, il génère plus d'1 Md€/an de gains pour le système électrique français, ainsi qu'en Italie et au Royaume-Uni. Pour l'utilisateur, la facture annuelle de recharge peut passer de ~390 € à ~210 €, soit une réduction de 46%, grâce au seul pilotage tarifaire.

>>> **Le V2H présente un intérêt complémentaire, mais conditionnel et marginal.** Il bénéficie principalement aux ménages en autoconsommation solaire - notamment les télétravailleurs - avec des économies supplémentaires pour une famille de 5 à 9 points par rapport au V1G seul.

>>> **Le V2G, quant à lui, reste aujourd'hui freiné** par un TURPE pas encore assez granulaire/incitatif malgré une revue récente avec le TURPE 7 des heures creuses pour prendre en compte le pic de production solaire (demeure l'absence de composante d'injection-soutirage pour les particuliers), des coûts d'infrastructure élevés et un cadre fiscal inadapté/à créer.

Nous avons rappelé les évolutions prévisibles de notre mix électrique en 2035 et 2050 ; condensé les résultats de plusieurs études sur la contribution de la recharge intelligente à l'équilibre offre-demande du réseau, et restitué les gains financiers correspondants pour le système électrique, comme pour l'utilisateur. Enfin, nous avons sélectionné des recommandations pour accompagner la transition grâce à la recharge intelligente des VE:

- **Systématiser le pilotage tarifaire statique ou dynamique (V1G)**, sur le secteur résidentiel en priorité, est l'élément le plus important : c'est là que la majorité des gains pour l'ensemble des acteurs sont à observer. On envisage dès 2035 un gain supérieur à 1Md€/an pour le système français, mais aussi pour l'Italie et le Royaume-Uni, et autour d'un demi-milliard/an pour l'Espagne.
- **Encourager le V2X** : bien que nécessitant plus d'investissements et moins nécessaire que le décalage de la demande grâce au pilotage de la recharge, le V2H/V2B peut permettre – notamment aux auto-consommateurs – de stocker l'énergie abondante/bon marché pour la réutiliser lors des pics de consommation. Quant au V2G, sous réserve d'une adaptation de la taxation et de la redevance réseau, il permet de réinjecter de l'énergie dans le système et d'avoir quelques gains additionnels, quoique encore plus marginaux.
- **Établir un standard européen de communication** sur la chaîne de valeur et standardiser les équipements de recharge : toutes les améliorations précédentes nécessitent de s'accorder sur la standardisation des équipements (en courant alternatif à faible puissance, pour limiter les coûts) et de la communication entre les acteurs.

Les technologies de charge intelligente des véhicules électriques sont essentielles pour l'équilibre du système électrique, avec à la clef un gain financier pour les utilisateurs

Afin de respecter leurs engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les pays européens sont contraints de modifier structurellement leurs modes de production d'énergie. Cela passe par un double mouvement :

1) **D'électrification des usages**, en faisant basculer certains modes de consommation du thermique vers l'électrique. C'est notamment le cas du transport individuel (de la voiture thermique vers la voiture électrique ou d'autres modes de transport) ou du chauffage résidentiel (du fioul vers des pompes à chaleur alimentées en électricité)

2) **D'augmentation de la part des énergies renouvelables et décarbonées** dans la production d'électricité.

Dans ce contexte, le gestionnaire du réseau français RTE a établi un plan d'évolution à 2050 qui planifie les évolutions possibles de la production et de la consommation d'électricité. L'objectif est de présenter différents scénarios, afin d'aider les décideurs dans leurs choix de politique énergétique futurs. La plupart des scénarios élaborés envisagent une augmentation forte de la part du renouvelable en lieu et place du thermique et du nucléaire, avec même un scénario 100% renouvelable envisagé.

Cependant, ces scénarios ne sont envisageables qu'à la condition d'installer, en parallèle d'infrastructures de production renouvelable, des capacités de gestion de flexibilité. En effet, l'intermittence de la production en lien avec les conditions météorologiques rendent nécessaires de décaler temporellement les consommations, ou de stocker l'électricité produite lorsque les conditions sont favorables (vent et soleil) pour la réinjecter lorsque les conditions le sont moins.

Les véhicules électriques représenteront à terme une part non négligeable de notre consommation électrique totale (environ 35TWh des 615TWh consommés en 2035, et 80TWh des 645TWh consommés en 2050) avec de puissants appels de puissance associés. Le **pilotage tarifaire statique de la recharge** (système heures creuses/pleines, puissance maximale à ne pas dépasser sur certains horaires) ne suffira plus à équilibrer un système sous contrainte.

C'est pourquoi les **technologies de recharge intelligente**, font partie des solutions qui peuvent accompagner cette transition :

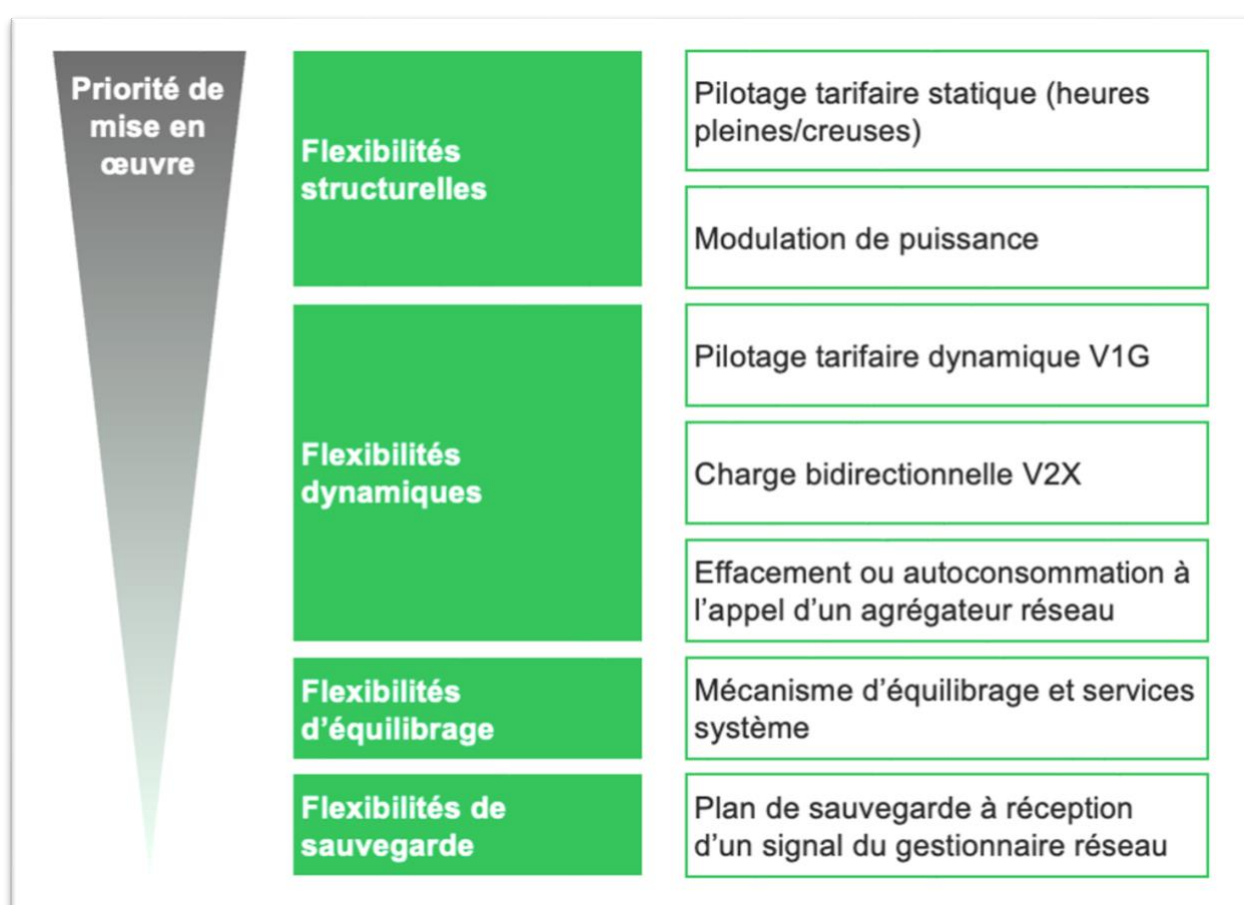
- Le **V1G (smart charging ou pilotage dynamique)** : le pilotage intelligent de la recharge, qui va au-delà de la charge heures pleines/creuses ou toute autre tarification fixe quelle que soit sa granularité. Le véhicule reçoit un signal prix de l'électricité en temps réel qui lui permet de recharger au meilleur moment pour le système et l'utilisateur.
- Le **V2H/V2B (vehicle to home/building)** : charge bidirectionnelle qui permet d'alimenter localement des équipements, comme sa maison. On achète l'électricité

au tarif le plus bas quand le système est en surproduction, et on la stocke pour l'utiliser lors d'un pic de demande.

- Le **V2G (vehicle to grid)** : charge bidirectionnelle qui permet de réinjecter de l'électricité dans le système en la revendant.

Le groupe Renault, par exemple, via sa filiale Mobilize, pousse fortement le déploiement de la recharge bidirectionnelle V2G. Renault s'appuie sur une borne de 7 à 22kW en courant alternatif (AC). Sa nouvelle voiture, lancée fin 2024, la Renault 5, sera équipée de la fonctionnalité V2G en série hors modèle de base. Malgré un partenaire fournisseur d'énergie et un modèle économique à confirmer - notamment en termes de taxation et redevance au réseau - Renault annonce dans ses communications une économie de 50% pour un utilisateur moyen qui dépense 400€/an pour la recharge de son véhicule, soit 200€ d'économies potentielles.

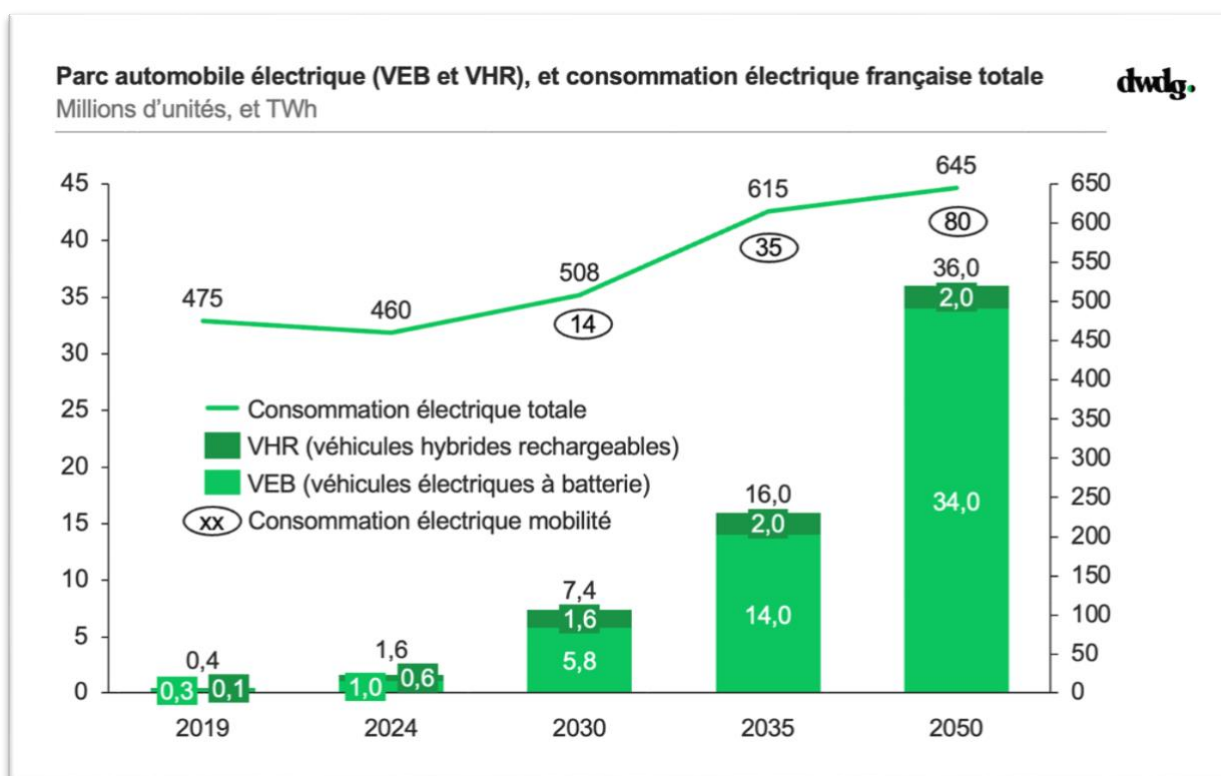
Les différents types de pilotage de la recharge des VE, par priorité de mise en œuvre



Source : adapté de [Enedis, le pilotage de la charge des véhicules électriques \(2024\)](#)

En 2050, la demande française sera de 645 (\pm 100) TWh, avec une part d'énergies renouvelables de 73 à 86 % des capacités installées

La consommation totale d'électricité en France devrait passer de 475 TWh en 2019 à 645 (\pm 100) TWh en 2050 dans le scénario de référence. La consommation d'électricité pour le transport individuel, avec l'électrification du parc, devrait de son côté passer à 80 TWh en 2050, pour un parc de véhicules électriques légers électrifié à 95% soit 36 millions de véhicules électriques rechargeables et hybrides rechargeables¹.



Source : RTE - [Bilan prévisionnel 2023](#) et [ICCT, infrastructure de recharge \(2021\)](#)

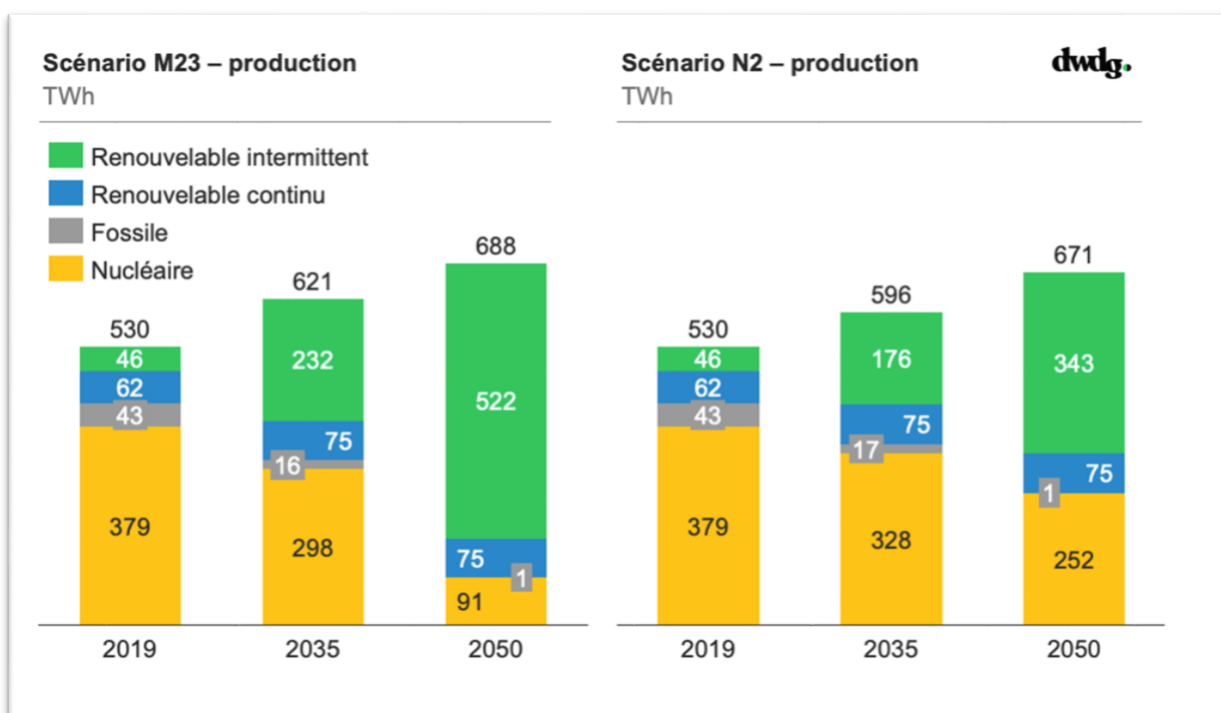
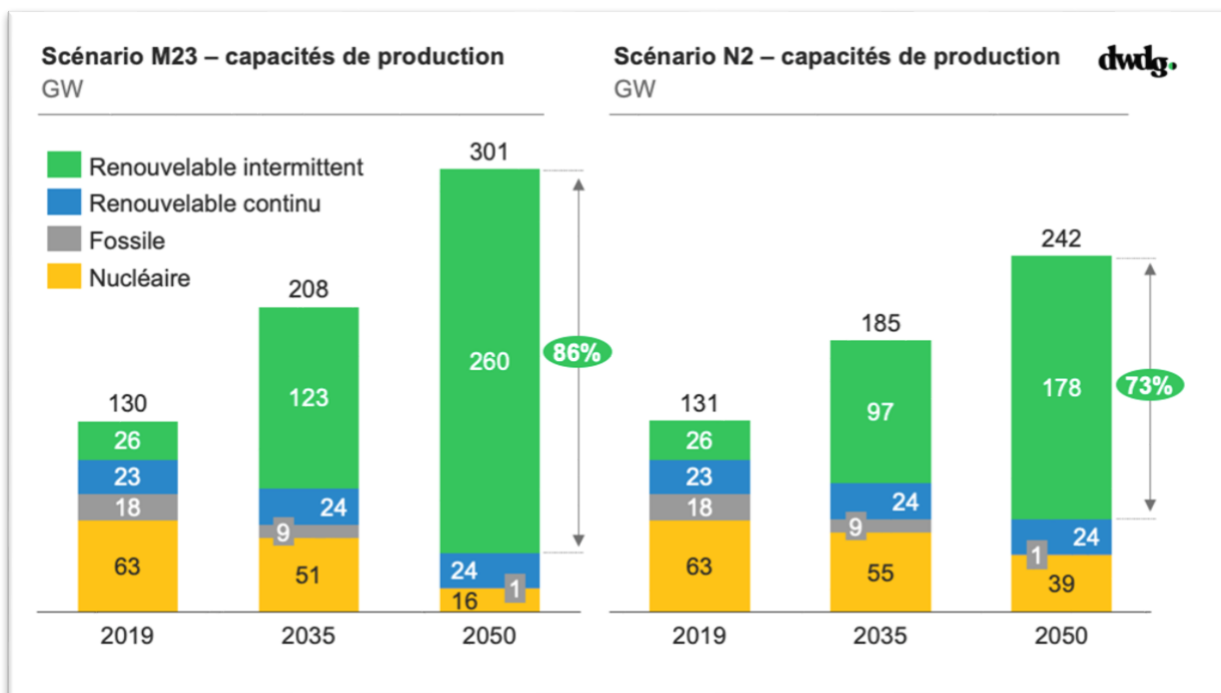
La demande en 2050 fait apparaître une augmentation des besoins due à l'électrification, et par ailleurs un meilleur lissage de celle-ci grâce à sa meilleure répartition et à la flexibilité de la demande. La part de la consommation flexible passera ainsi de 4% en 2019 à 15% en 2050 dans la trajectoire de référence, avec une cyclicité moins marquée mais des niveaux de demande plus élevés tout au long de la journée ainsi que durant la période estivale.²

Nous avons retenu les scénarios RTE M23 et N2 (parmi les 6 scénarios proposés), respectivement avec des capacités de 16GW et 39GW de nucléaire en 2050³.

¹ [RTE - Futurs énergétiques 2050](#), chapitre 3, et [Bilan prévisionnel 2023](#)

² RTE Futurs Énergétiques 2050, chapitre 3.8

³ RTE Futurs Énergétiques 2050, chapitre 5.2

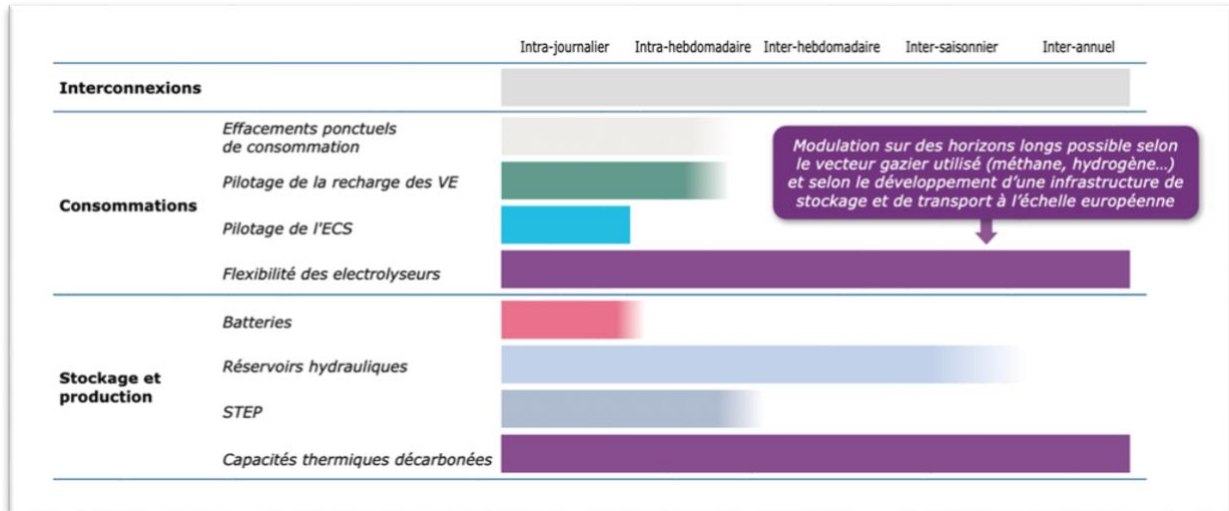


- Le scénario M23 est un scénario 100% nouvelles capacités de renouvelable, avec une sortie du nucléaire progressive,
- Le scénario N2 est un scénario énergies renouvelables + un programme nouveau nucléaire relancé avec une vague de réacteurs EPR2 en sus des 6 réacteurs EPR prévus, similaire à celui annoncé par Emmanuel Macron en 2022.

Les énergies renouvelables ont une production plus faible en proportion par rapport à la puissance installée (la capacité de production) que les énergies fossile et nucléaire. En effet, le facteur de charge de l'éolien ou du solaire est loin de 100% du fait de la nature intermittente de ces énergies, et les barrages hydroélectriques ne produisent pas non plus

Les besoins de modulation les plus forts sont dès lors sur l'intra-journalier et de l'intra-hebdomadaire. Il s'avère que le pilotage de la recharge est une très bonne flexibilité intra-journalière, et dans une certaine mesure peut s'appliquer au pilotage intra-hebdomadaire pour les usagers non intensifs.

Solutions de flexibilité et horizons temporels associés



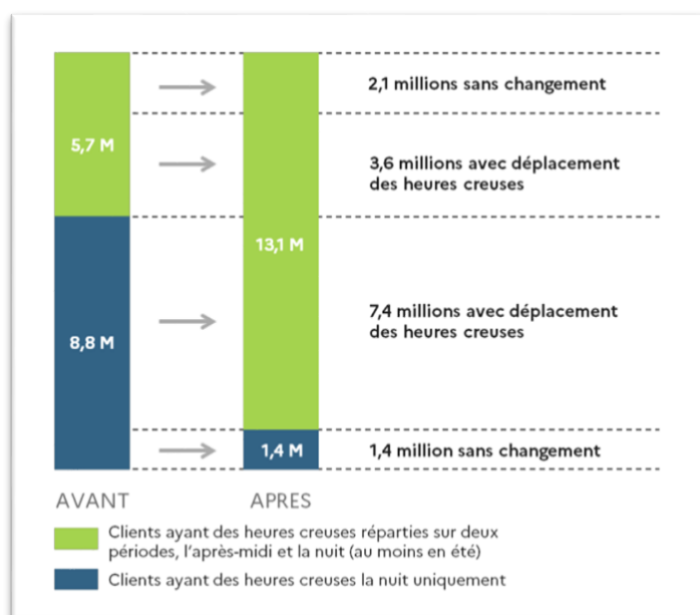
Source : RTE - Futurs énergétiques 2050, chapitre 7.1.5

Concernant le pilotage de la recharge des VE, si on charge les véhicules sur une prise domestique, l'effacement de la recharge d'un million de véhicules représente déjà 2GW, soit 2 tranches nucléaires. Sur une borne renforcée 7kW (on peut monter jusqu'à 11kW sur les installations monophasées, qui sont celles de la grande majorité des habitations), cela représente 7GW.

Une incitation tarifaire weekend pourrait capturer les usages non intensifs des véhicules. Et la batterie du VE peut même permettre d'effectuer du V2H/V2B pour réduire sa facture d'électricité.

Focus sur le TURPE 7, la V2X et la taxation

La réforme des heures creuses (TURPE 7, à partir de novembre 2025) introduit la possibilité de **déplacer des périodes d'heures creuses vers la journée et d'adapter localement les plages horaires**, dans le but d'**absorber les pics solaires d'après-midi** et de mieux lisser la charge ; 11 millions de foyers sont concernés par ces changements. Toutefois, ce signal reste **structuré autour d'un régime HP/HC binaire**, et non comme un pilotage horaire continu en temps réel adapté aux contraintes réseau.



Source : [Communiqué de presse TURPE 7](#)

Le TURPE 7 introduit également une option tarifaire “**injection-soutirage**” pour les **sites de stockage raccordés en HTA/HTB**, valorisant la capacité à injecter et à soutirer au bénéfice du réseau électrique ; toutefois, **cette option ne couvre pas explicitement le V2G**, qui reste majoritairement hors du périmètre tarifaire défini à ce stade.

En l'état actuel de la réglementation, les utilisateurs voulaient acheter et revendre de l'électricité au système électrique via le V2G, sont obligés de payer les taxes et le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) deux fois, à chaque cycle de stockage-déstockage. Afin d'éviter ce désagrément qui limite fortement l'intérêt du V2G, plusieurs évolutions sont à envisager :

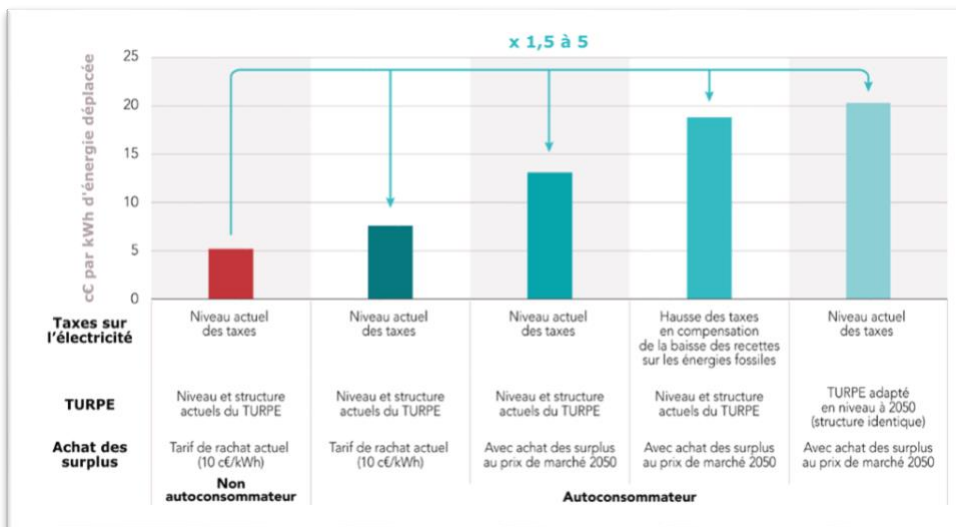
- **créer un cadre réglementaire et fiscal spécifique** : mise en place d'exemptions fiscales ou des crédits d'impôt pour l'électricité renvoyée dans le système.
- **déployer des contrats d'agrégation** : des agrégateurs peuvent gérer les transactions V2G et répartir les bénéfices. Les agrégateurs s'assurent que les utilisateurs ne soient taxés que sur l'énergie nette consommée.
- **adapter les règles de tarification du TURPE**, notamment réfléchir à la création d'un tarif différencié selon les tranches horaires (des programmes de facturation nette

avaient été expérimentés dans le passé, mais ceux-ci diminuaient trop la facture de consommateurs qui eux-mêmes sollicitaient davantage le réseau électrique)

En juillet 2021, la Commission Européenne a proposé une révision de la directive ETD (Energy Transition Directive) afin d'encourager les pays membres à supprimer la double taxation. Pour le stockage d'énergie, en Europe, la Finlande, Suède et les Pays-Bas ont déjà éliminé la double taxation (depuis 2018/2019). En France, des réductions sont possibles sur le TURPE pour certains sites grands consommateurs d'électricité (>10GWh), sous conditions.

Au-delà des considérations de taxation, le TURPE et les prix de marchés devront à être établis plus finement à l'avenir. Dans ce nouveau cadre, les consommations et autoconsommations grâce au VE en V2H/V2B seront d'autant plus favorisées : éviter de passer par le réseau durant les pics de demande (prix de marché élevé, TURPE élevé) sera fortement rentable. RTE a estimé que les gains liés au déplacement de pic en autoconsommation pourront aller jusqu'à 0,20€/kWh en 2050.

Gain par kWh pour un consommateur, ou auto-consommateur équipé de panneaux solaires, déplaçant sa consommation

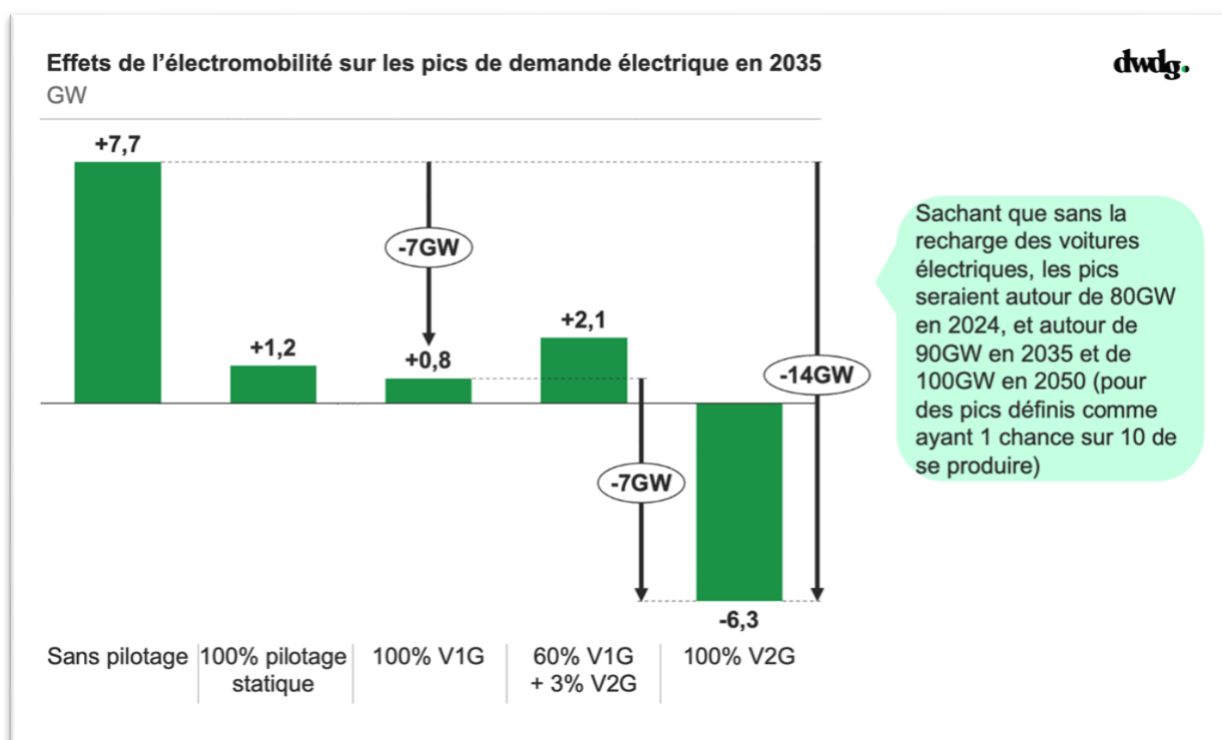


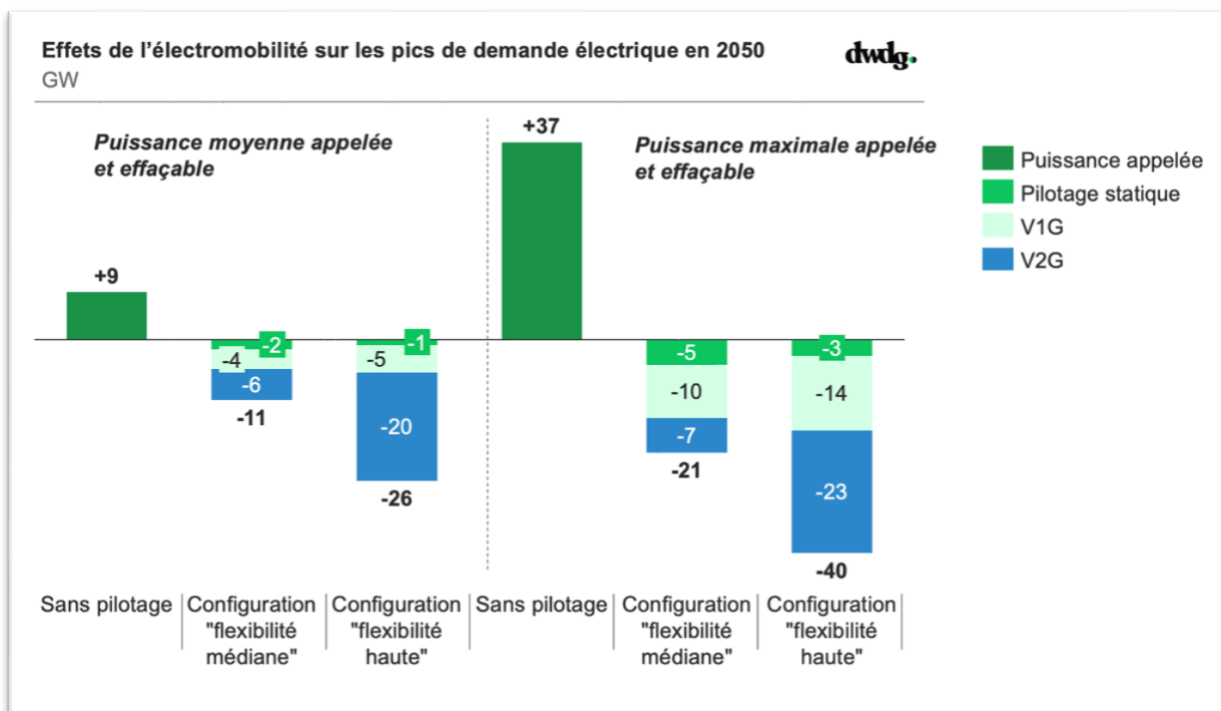
Source : RTE Futurs Energétiques 2050, chapitre 7.3.3

La recharge intelligente est un moyen de flexibilité incontournable pour le système électrique, et qui permet à l'utilisateur de limiter sa facture

A l'horizon 2035, le gisement de flexibilité atteignable (pour 11,4 millions de véhicules) serait de l'ordre de 7GW pour l'ensemble des véhicules, avec le V1G. Si on généralise par ailleurs le V2G, on obtiendrait 7GW de flexibilités supplémentaires.

En 2050, on estime que ce gisement pourrait être bien supérieur, selon les hypothèses de configuration du parc. Les hypothèses les plus hautes nous montrent que lors des pics, versus une contrainte additionnelle sur le parc de +37GW sans aucun pilotage, une configuration « flexibilité médiane » (20% pilotage statique, 40% pilotage dynamique, 6% V2G, le reste non piloté) nous permettrait d'avoir -21GW de puissance effaçable, quand une configuration « flexibilité haute » (11% pilotage statique, 57% pilotage dynamique, 20% V2G) nous permettrait d'avoir -40GW de puissance effaçable.





Source : RTE - Futurs énergétiques 2050, chapitres 3.8 et 7.3.2 ; et [RTE - Groupe de travail 7 - Flexibilité](#), ch. 3.2.1

Concernant les gains financiers de ce lissage de pics que permet la recharge intelligente, RTE a tenté de dimensionner un impact dans un scénario à 15 millions de véhicules électriques (VEB et VHR), ce qui correspondrait à l'année 2036 dans notre scénario ici considéré.

Il en ressort que les plus forts gisements de valeur sont associés à deux situations :

- Si l'on pilote uniquement une partie du parc (ici 40%), il faut investir dans le V2G pour pouvoir contrebalancer l'effet sur le système de la recharge non pilotée des autres véhicules
- Si l'on pilote 100% du parc, les gains les plus forts sont associés au pilotage simple de la recharge, et qui peut même être statique uniquement si la grille est suffisamment fine pour ce faire. Si on regarde le total des coûts et des bénéfices, ce sont les options du pilotage simple, ou du pilotage intelligent, qui s'imposent, étant donné les coûts importants d'adaptation au V2G des véhicules et bornes.

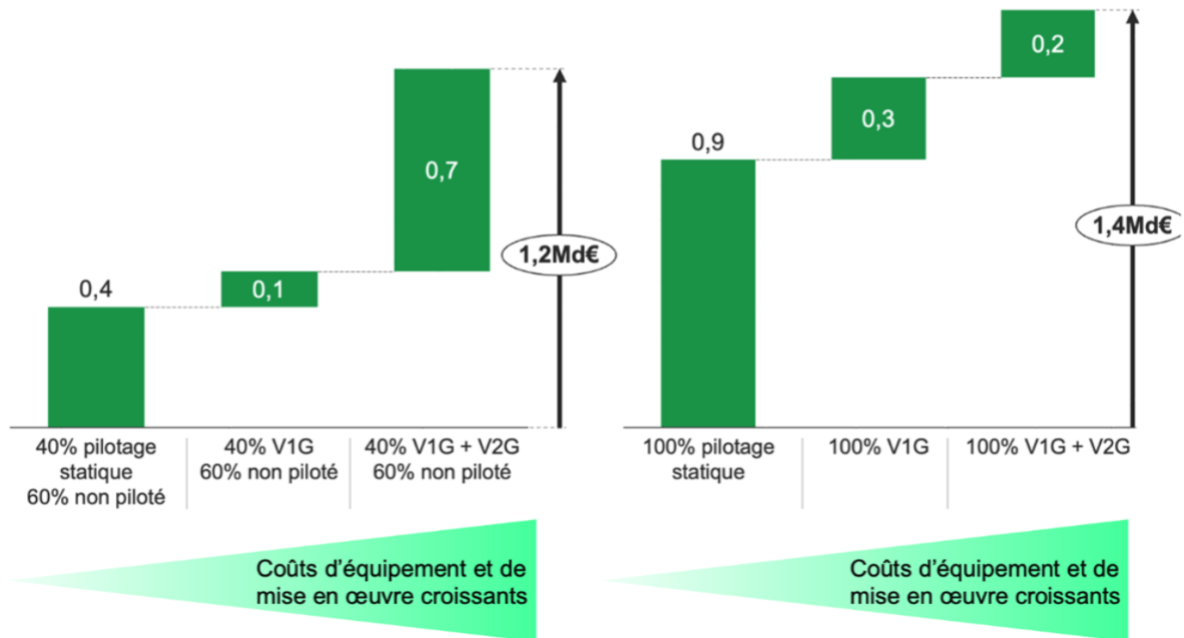
Gisement de valeur associé au pilotage de la recharge en 2035 (~15M de VE)

Md€/an, par rapport à une situation sans pilotage de la recharge

dwdg.

Pilotage de 40% du parc

Pilotage de 100% du parc



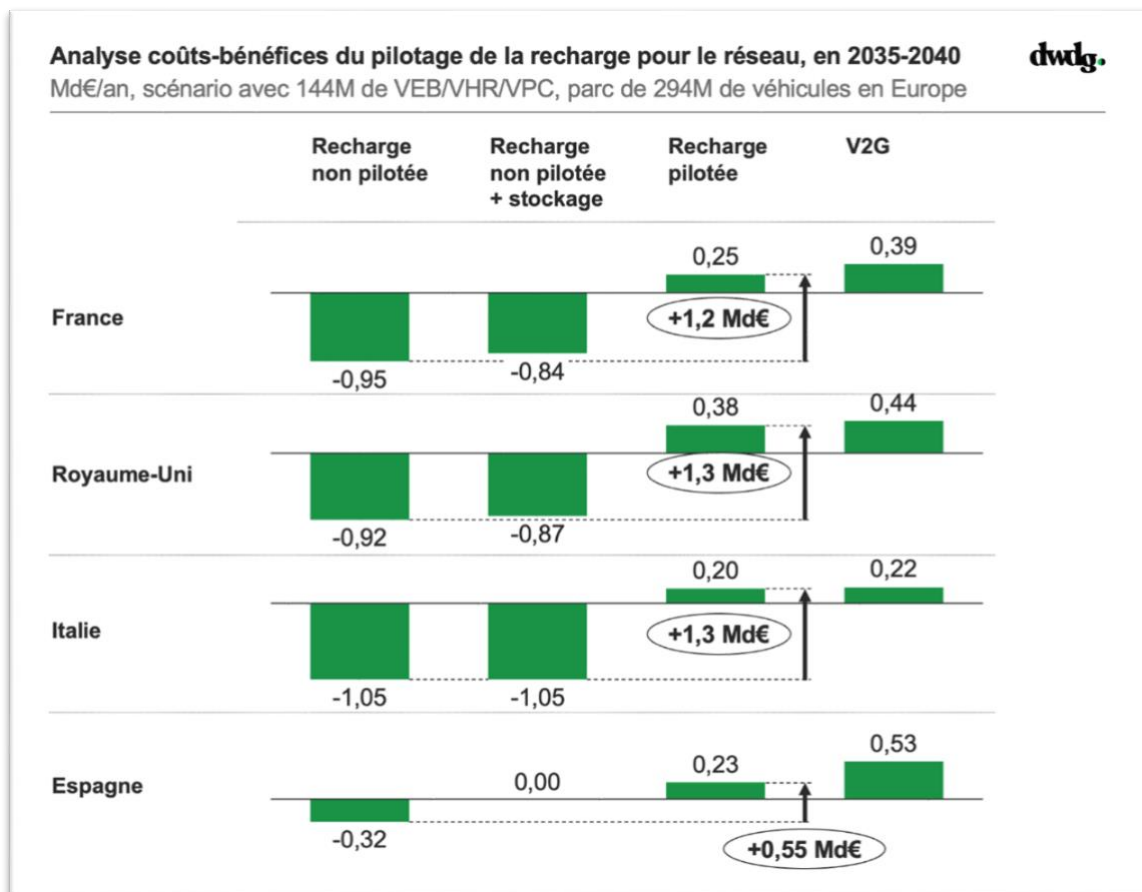
Source : RTE - [Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique](#) (mai 2019) - ch. 5.5

La résultante financière côté utilisateur nous montre qu'un pilotage tarifaire avec gestion de la puissance souscrite nous permet de quasiment diviser par deux la facture énergétique du VE. Des gains additionnels sont à aller chercher sur le V2X, mais restent incrémentalement limités, surtout pour le V2G, qui requiert des investissements supplémentaires portés par l'utilisateur, et qui ne bénéficie pas encore de traitement fiscal spécifique (voir encadré final sur le sujet).

Une autre analyse, menée par Transport & Environment⁴, estime les gains pour le système de production électrique en France à 1,9Md€ en 2030 et 4,4Md€ en 2040, dans un scénario combinant V1G et V2X sur les voitures et les véhicules lourds. L'étude ne distingue pas la contribution de la recharge intelligente (V1G) de celle de la recharge bidirectionnelle (V2G) - ses scénarios combinent les deux capacités à des taux de pénétration croissants, d'une baseline entièrement non pilotée à un scénario où 84% des voitures rechargent intelligemment et 50% de façon bidirectionnelle. Elle précise toutefois que le V2G apporte une valeur supplémentaire par rapport au V1G seul, notamment en réduisant le recours aux centrales gaz et hydrogène. Le levier principal est l'intégration du solaire : la flexibilité des voitures électriques, connectées en journée, est le vecteur le plus efficace d'intégration du photovoltaïque.

⁴ Transport & Environment, [Potential of a full EV-power-system integration in Europe & how to realise it](#) (2024)

Element Energy avait par ailleurs réalisé un rapport⁵ prenant en compte les CapEx, OpEx, le coût du stockage, la capacité à absorber les pics, et le coût de l'infrastructure V2G, et aboutissait à des conclusions similaires : la plupart des bénéfices sont obtenus en passant à la recharge intelligente. Leurs calculs ont été effectués au niveau européen, pour un parc de 144 millions de VEB/VHR/VPC sur un parc total de 294 millions de véhicules en Europe.



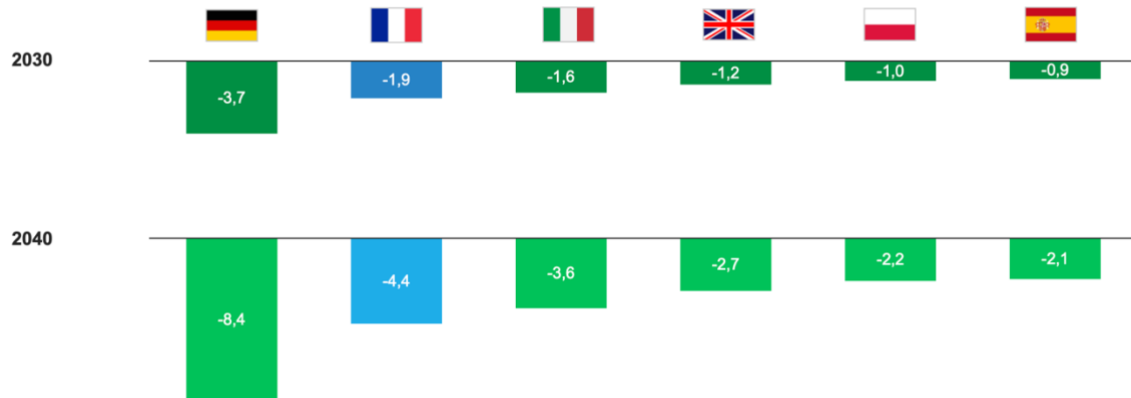
Source : [Element Energy - Batteries on wheels](#) (juin 2019)

Les gains financiers pour le système complet en rythme annuel pourraient être supérieurs à 1,2Md€ pour la France, le Royaume-Uni et l'Italie, dans une situation où la recharge est pilotée, par rapport à une situation en recharge non pilotée. La majeure partie des gains s'effectue grâce au pilotage de la recharge, les gains apportés par le V2G sont marginaux. En Espagne, la situation est légèrement différente : à cause d'un déploiement plus massif de solaire, il y a plus de périodes de réduction de production d'énergie renouvelable/écrêtement, et le stockage permet d'en éviter une grande partie.

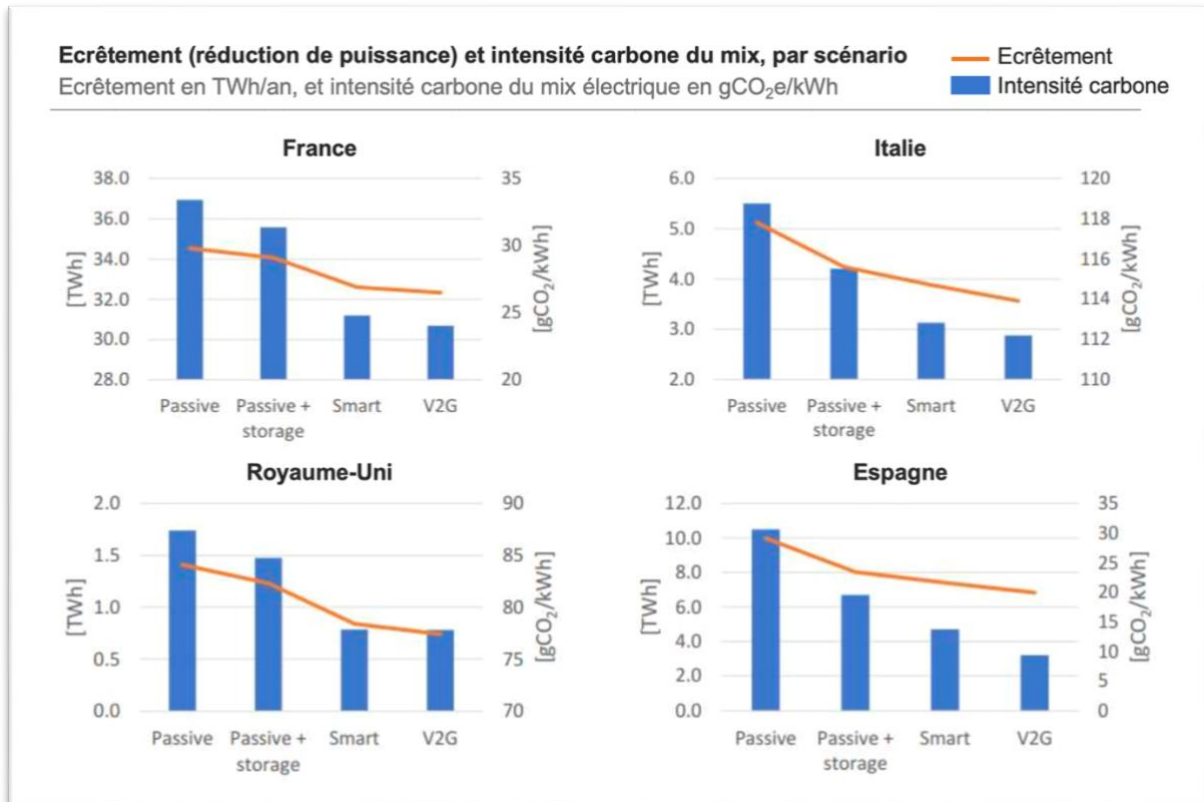
⁵ Element Energy (racheté par ERM) - [Batteries on wheels](#) – (juin 2019)

Transport & Environment prévoit d'ailleurs des économies encore plus importantes, à 8,4Md€ en Allemagne en 2040, 3,6Md€ en Italie et 2,7Md€ au Royaume-Uni, toujours sans distinguer V1G et V2G.

Gisement de valeur associé au pilotage de la recharge V2X/Smart charging en France, 2030 (haut) et 2040 (bas), selon le scénario Car II & Truck Md€/an, par rapport à une situation sans V2X



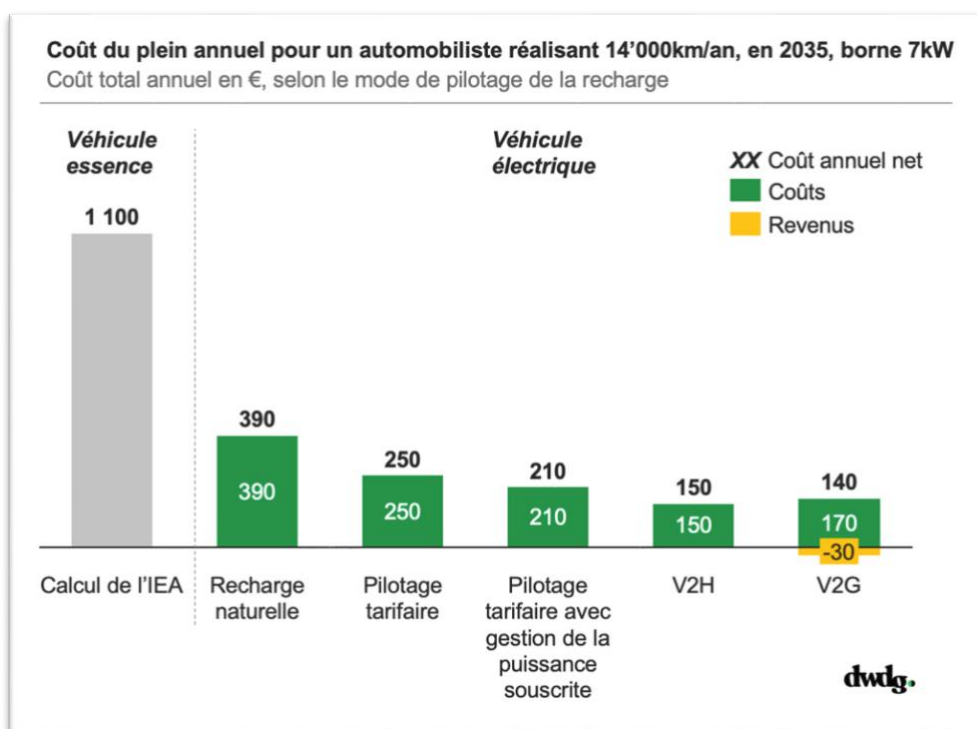
Concernant l'écrêtement justement, tous ces scénarios le limitent fortement, et on peut mesurer une réduction de l'empreinte carbone du mix électrique comme reporté sur le graphique suivant. Au Royaume-Uni, par exemple, avec la recharge pilotée des VE on modélise une intensité carbone qui passe de 87 à 78gCO₂e/kWh, et un écrêtement réduit de 60%.



Source : Element Energy - Batteries on wheels (juin 2019)

Des analyses de sensibilité sur ces scénarios ont été faites, montrant notamment que si des investissements supplémentaires en solaire sont réalisés en Italie, la capacité réseau sera augmentée pour limiter l'écrêtement sur la production solaire, et donc moins d'économies sur les CapEx et OpEx réseau seraient à observer en cas de charge pilotée. En Espagne, si le comportement utilisateur sur la recharge est modifié, et que plus de recharges sont effectuées en milieu de journée (quand le solaire est à son maximum de production), alors les bénéfices de la charge pilotée seraient également plus limités, de manière assez évidente.

D'autre part, si l'on regarde d'un point de vue utilisateur, pour un automobiliste moyen, le gain sur la facture peut être très conséquent, et rejoindre les conclusions des calculs de Renault qui promet de diviser la facture d'électricité par deux. Le coût du plein annuel est autour de 390€, et en passant au pilotage tarifaire avec gestion de la puissance, on peut faire descendre la facture à 210€. Le passage au V2H permet même d'économiser 60€ supplémentaires, pour une facture annuelle de 150€. En revanche, et en l'état actuel de la réglementation fiscale, il n'est pas vraiment intéressant de passer au V2G, et en tout pas assez pour amortir les coûts d'investissement (voir encadré final sur le V2X, la taxation et le TURPE). En effet, l'électricité achetée puis revendue au système, est taxée à l'aller et au retour, de même que la redevance d'utilisation du réseau est payée à deux reprises.

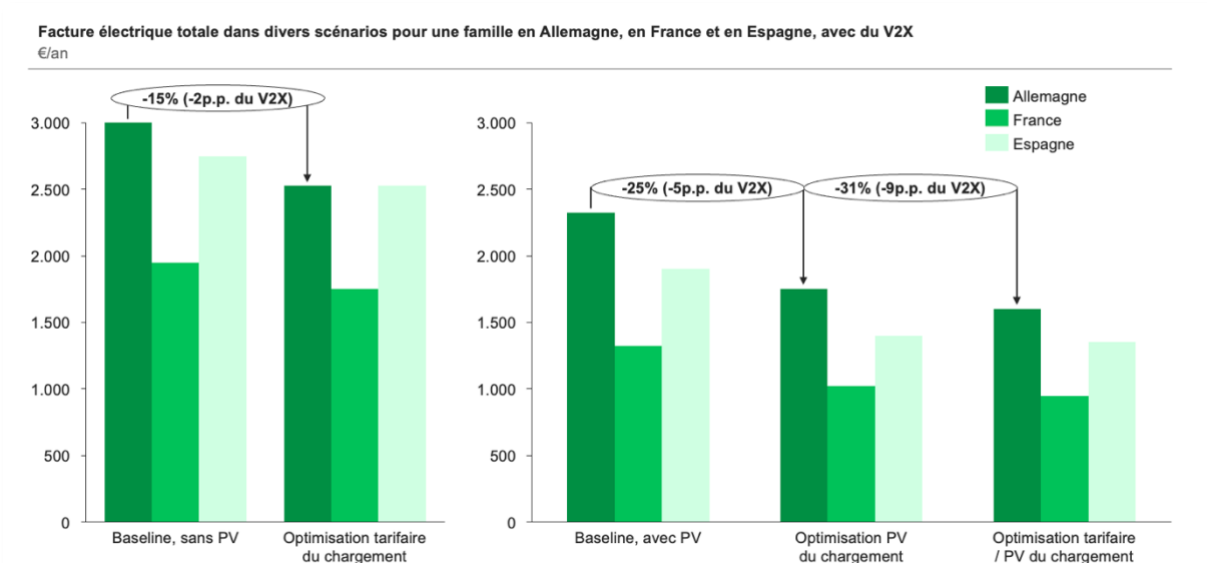


Source : RTE - Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique (mai 2019) - ch. 6.3

Enfin, concernant l'éventuelle fourniture de services système en V2G, le système a besoin réserves automatiques qui contribuent à l'équilibrage du système électrique en temps réel et maintenir la fréquence, et qui demandent des temps de réaction allant de quelques secondes (réserve primaire) à quelques minutes (réserve secondaire). Les besoins en réserves d'équilibrage sont cependant très limités (inférieurs à 2% de la puissance maximale du parc). On parle d'un bénéfice annuel global inférieur à 100M€ en 2035, et donc avec une

valeur pour rémunérer l'utilisateur V2G de l'ordre de 900€/an pour 100'000 véhicules participants, qui décroît rapidement avec le nombre de véhicules impliqués.⁶

L'étude T&E⁷ modélise quant à elle un impact similaire, en prenant un cas d'usage favorable vehicle-to-home (V2H), combinant autoconsommation photovoltaïque et optimisation tarifaire dynamique, pour trois profils de ménages dans six pays européens. Les économies vont de 78 à 780 € pour les grands VE (7-35%), par rapport à une recharge non pilotée. Le principal levier est l'autoconsommation solaire - les télétravailleurs, présents aux heures de production, en bénéficient le plus. La recharge bidirectionnelle ajoute approximativement 5 points de pourcentage d'économies **supplémentaires par rapport à la recharge intelligente unidirectionnelle.**



Par ailleurs, le V2G connaît des **contraintes de 4 ordres : techniques, réglementaires, économiques et sociales.**⁷

Le V2G fait face à des limites techniques importantes, notamment en matière de cybersécurité, de fiabilité des communications en temps réel, d'absence d'harmonisation des standards, ainsi qu'à des interrogations persistantes sur la dégradation des batteries. Le cadre réglementaire reste incomplet, avec des responsabilités juridiques encore floues, une compatibilité transfrontalière limitée, une articulation imparfaite entre valorisation énergétique des données et exigences RGPD, et un manque d'harmonisation européenne. Le modèle économique demeure fragile en raison de coûts d'infrastructure élevés, d'une rémunération incertaine et volatile des services et d'un retour sur investissement peu lisible pour les utilisateurs. Enfin, des barrières sociales subsistent, liées à l'acceptation des utilisateurs, aux préoccupations sur l'autonomie et le contrôle de la recharge, aux exigences de partage de données et au faible niveau de connaissance du fonctionnement du V2G.

⁶ RTE - [Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique](#) (mai 2019) - ch. 5.6

⁷Transport & Environment, [Potential of a full EV-power-system integration in Europe & how to realise it](#) (2024)

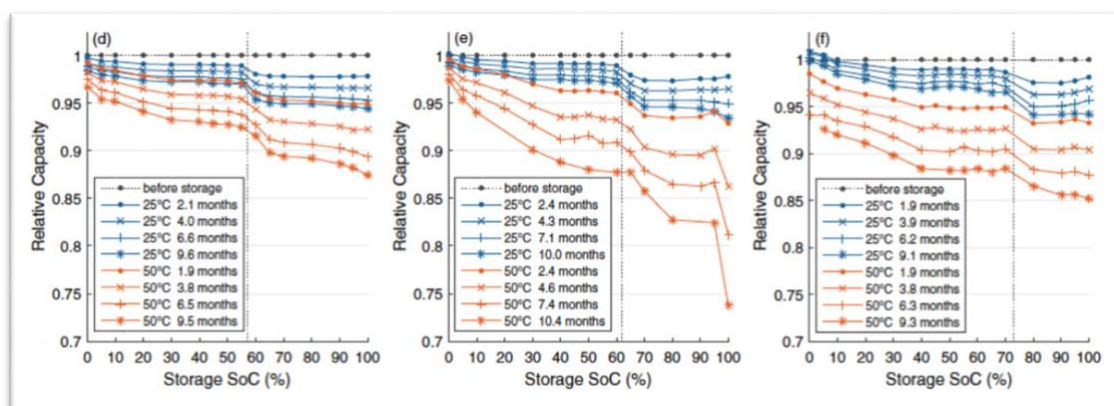
Focus sur l'usure de la batterie en V2X

Une crainte exprimée par les utilisateurs est que l'augmentation du nombre de cycles de charge/décharge lors du V2X pourrait entraîner une dégradation de la batterie accélérée. Cependant, les tests constructeurs et plusieurs études⁷ ont montré que pour les batteries lithium-ion (LIB) à chimie NCA, LFP, et NMC, les résultats de vieillissement de la batterie en conditions réelles dépendaient moins du nombre de cycles que d'autres facteurs, ici du plus important au moins important :

- i. **L'état de charge (SoC, state of charge)** : il faut éviter un haut niveau de charge (supérieur à 60%)
- ii. **La température de stockage** : pas de température trop haute
- iii. **Le courant de charge (C-rate, courant exprimé en fonction de la capacité batterie : 1C est un courant qui charge la batterie en 1 heure, et donc 2C en une demi-heure, etc.)** : le limiter à de faibles puissances de charge
- iv. **La profondeur de décharge (DoD, depth of discharge)** : à limiter, mais son effet est très lié au SoC
- v. **Le courant total cumulé de charge et décharge**, fonction du nombre de cycles
- vi. **Le vieillissement calendaire (calendar ageing)**, très lié à la température de stockage de la batterie.

En optimisant la profondeur d'utilisation de la batterie pour rester dans l'état de charge optimal, en contrôlant la température batterie, et en limitant la vitesse de charge, on dégrade finalement peu la batterie, et on obtient des durées de vie à 80% de capacité batterie initiale bien supérieures aux spécifications à la fin des 8 ans de garantie (hormis les toutes premières batteries du début des années 2010). En deuxième vie batterie (pour des capacités stationnaires), on peut aller jusqu'à 20-30 ans avant de les recycler. Dans ce cadre, la recharge intelligente peut même être un facteur de maîtrise du vieillissement de la batterie, notamment grâce au pilotage fin du SoC et du C-rate.

Capacité relative de la batterie, durant un stockage à différents SoCs, différentes températures, et différentes durées de stockage



Source : [Peter Keil et al., Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries \(2016\)](#) via [Wiljan Vermeer et al., A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging \(2022\)](#)

⁷ [Wiljan Vermeer et al., A Comprehensive Review on the Characteristics and Modeling of Lithium-Ion Battery Aging \(2022\)](#)

Le déploiement de la recharge intelligente est prioritaire pour accompagner la transition énergétique

Un changement structurel s'opère en recourant massivement à la recharge intelligente : l'utilisateur accepte d'adapter ses comportements de consommation, et porte d'éventuels investissements. Il ou elle est rémunéré.e pour le service rendu au système, soit par une réduction de sa facture d'électricité, soit par la revente d'électricité au système.

Avere France⁸, Enedis⁹, et la Commission de régulation de l'énergie¹⁰ (CRE) ont émis plusieurs recommandations pour le déploiement de la mobilité électrique et de sa charge. Nous avons sélectionné une partie de ces recommandations, afin que les intérêts de l'ensemble du système électrique soient alignés.

Il est notamment question de pousser par tous les moyens possibles le pilotage de la recharge – au minimum un pilotage statique via un signal heures pleines/heures creuses plus fin que l'actuel, et au mieux dynamique – sur le secteur résidentiel, où s'effectuent la plupart des recharges. C'est là que se situe l'impact le plus fort sur les systèmes.

Par ailleurs, il faut pour encourager le développement du V2X, qui n'en est qu'au stage de l'expérimentation, et de manière moins prioritaire mettre en place un schéma de rémunération spécifique pour le V2G.

Et enfin, il est nécessaire **d'établir un standard européen de communication ouvert** pour que les données puissent s'échanger en temps réel sur l'ensemble de la chaîne de valeur, tout en respectant le RGPD ; et il est nécessaire de **standardiser les équipements de recharge** pour que soient adoptés des équipements de recharge AC lente, en accord avec les constructeurs automobiles.

1. Systématiser le pilotage tarifaire statique ou dynamique (V1G), sur le secteur résidentiel en priorité

- **Faire du pilotage statique ou dynamique (V1G) le comportement par défaut**, dans le secteur résidentiel (80% des recharges) et les infrastructures collectives
- **Utiliser le compteur Linky pour transmettre un signal heures pleines / heures creuses** utilisé des plages temporelles affinées pour le pilotage statique de la recharge
- **Créer une incitation fiscale** pour que les particuliers puissent s'équiper en **bornes de recharge adaptées sur le pilotage intelligent V1G** (prenant en compte le niveau de la batterie, la capacité, la puissance soutirée, le coût de la recharge...)
- Encourager le détenteur de véhicule à le brancher au réseau et à autoriser le pilotage de la recharge
- **Optimiser la puissance de raccordement**, notamment pour les points domestiques où la recharge lente peut s'effectuer sans adaptation du réseau

⁸ [Avere France - Pilotage de la recharge et Vehicle-to-Everything](#) (novembre 2023)

⁹ [Enedis, le pilotage de la charge des véhicules électriques](#) (avril 2024)

¹⁰ [CRE - Recommandations pour le déploiement de la mobilité électrique](#) (décembre 2023)

2. Encourager le V2X et créer un schéma de rémunération attractif pour le V2G

- **Encourager le V2H/V2B pour l'autoconsommation**, et ainsi éviter une consommation en heures pleines, ainsi qu'une double taxation ou TURPE si on avait revendu au système en V2G. Tout particulièrement les particuliers possédant déjà des capacités stationnaires chez eux (ceux qui détiennent des panneaux solaires, typiquement) pour qui l'équation est encore plus rentable.
- Inventer un **schéma de rémunération qui encourage le détenteur de véhicule à le brancher au réseau et à autoriser le V2G**, en faisant évoluer les règles de taxation pour l'électricité réinjectée dans le système.
- **Faire évoluer les règles de tarification du TURPE** dans la veine des innovations du TURPE 7, notamment réfléchir à la création d'un **tarif différencié selon les tranches horaires**
- **Intégrer la rémunération V2G à l'abonnement LOA ou LLD**, afin de faire baisser la valeur faciale de la location du VE
- Financer les coûts supplémentaires pour le réseau pour le V2G dans les localisations stratégiques identifiées où des raccordements multiples et/ou à forte puissance sont pertinents.

3. Établir un standard européen de communication sur la chaîne de valeur et standardiser les équipements de recharge

- **Connecter les bornes de recharge via un protocole ouvert, interopérable, standardisé**, accessible par l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur (DSO, TSO)
- **Créer une plateforme commune de partage des données dynamiques** côté utilisateurs (niveau de charge, capacité batterie), réseaux, fournisseurs, bâtiments, bornes, respectant le RGPD. Cette plateforme de partage devra être accessible par des tiers (services de flexibilité, gestionnaires d'énergie).
- **Privilégier la charge/décharge AC** pour limiter les dépenses d'investissement à la fois côté utilisateur, et côté gestionnaire de réseau (7 à 11kW idéalement, maximum 22kW)
- **Travailler avec les constructeurs pour les inciter à prendre en charge le surcoût** dans le véhicule pour le **V2X** (de l'ordre de 300€ par véhicule), et/ou mettre en place une incitation fiscale associé

La question est ensuite de savoir quand les acteurs de la chaîne de valeur – états, producteurs et distributeurs d'énergie, gestionnaires réseau, fabricants automobiles, gestionnaires de charge – seront capables de s'accorder sur une direction commune, et sur des standards de communication pour pouvoir exploiter la recharge intelligente quelle que soit le mode retenu : V1G, V2H/V2B, ou V2G. Des discussions entre Enedis, RTE, les constructeurs automobiles, les fabricants de bornes et l'État français permettraient de réaliser cette ambition.

Glossaire

AC / DC : *alternative current / direct current*, courant alternatif / courant continu

DSO / TSO : *distribution / transmission system operator*, en France ce sont respectivement Enedis (96% du marché) et RTE

Écrêtement : réduction de la production électrique en période de surproduction non absorbable par le système. Ces pertes limitent la rentabilité des investissements et augmentent l'intensité carbone du mix électrique.

EnR : énergies renouvelables

Facturation nette : système de comptage de l'électricité qui soustrait l'électricité réinjectée dans le réseau de l'électricité soutirée

Flexibilité système : moyen d'équilibrer en puissance l'équilibre offre-demande sur le système électrique. Ce peut être un moyen de production, de stockage, ou une baisse de consommation.

LIB : *lithium-ion battery*, batterie lithium-ion

LFP / NMC / NCA : types de chimie de batterie lithium-ion

LOA / LLD : location avec option d'achat / location longue durée

Réserve primaire / secondaire / tertiaire : réserve de puissance à activation rapide pour palier à un déséquilibre du système, et restituer la fréquence à 50Hz. Les services système fréquence (à activation automatique) sont la réserve primaire, qui est la première à être mobilisée (activation <30s), puis la secondaire (activation entre 30s et 15min). La réserve tertiaire est appelée quand la secondaire est épuisée ; c'est un mécanisme d'ajustement activé manuellement, pour reconstituer durablement la puissance manquante.

Pilotage statique : pilotage de la recharge sur un système fixe heures pleines / heures creuses, ou toute autre grille horaire plus fine

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

V1G : pilotage dynamique (ou intelligent) de la recharge, avec gestion de la puissance

V2G : vehicle to grid, charge bidirectionnelle avec réinjection du courant dans le système

V2H / V2B : vehicle to home / to building, charge bidirectionnelle avec réinjection du courant dans le logement individuel ou collectif

V2X : vehicle to everything, inclut le V2G / V2B / V2H, mais aussi le V2L (vehicle-to-load) qui est un cas d'usage non abordé dans ce document car plus minoritaire

VEB / VHR / VPC : véhicules électriques à batterie, véhicules hybrides rechargeables, véhicules à pile à combustible

Auteurs :

Pierre Supau (chef de projet), Clément le Guyader (consultant senior), Yuxi Lin (analyste)