

Pilotage de la recharge de véhicules électriques



Résumé exécutif

Réduction de la pollution de l'air, décarbonation des transports, transition écologique... Ce sont des enjeux de société dont les pouvoirs publics se sont largement emparés, notamment en favorisant les mobilités alternatives. Sous cette impulsion, le développement de la mobilité électrique, selon l'ensemble des prévisions, sera particulièrement soutenu d'ici 2035, partout sur le territoire. Mécaniquement, cet accroissement du nombre de véhicules électriques (VE) au sein du parc roulant induira une augmentation de la demande de puissance du fait des nouveaux besoins de recharge. Le système électrique doit donc s'adapter !

Enedis, en charge de la gestion du réseau de distribution d'électricité sur 95 % du territoire français, a anticipé ces nouveaux besoins, facilitant l'intégration du véhicule électrique dans le réseau public de distribution d'électricité (RPD) et dans le système électrique.

Les dernières études réalisées et publiées par Enedis et le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) en 2019 démontrent que l'intégration de la mobilité électrique au sein du système électrique français ne présente pas de difficultés particulières pour le réseau, ni au niveau local, ni au niveau national. Le développement des véhicules électriques et des infrastructures de recharge peut donc se poursuivre de manière fluide, en préservant un bon rapport qualité prix pour le réseau public de distribution d'électricité.

Bonne nouvelle: le pilotage de la recharge des véhicules électriques peut être générateur de valeur, dès aujourd'hui pour l'utilisateur final, comme pour l'écosystème électrique et ses parties prenantes à plus long terme.



Le pilotage de la recharge des véhicules électriques: des économies à la clé pour l'utilisateur final

L'absence de difficultés d'intégration n'exclut toutefois pas la nécessité de mettre en œuvre des efforts conséquents d'optimisation. En effet, à moyen terme, le pilotage de la recharge des véhicules électriques devrait permettre de réduire l'impact sur le système électrique, et de diminuer le coût de mise à niveau des réseaux électriques dont les investissements sont financés *in fine* par le consommateur. Autre avantage de la recharge pilotée: des économies pour l'utilisateur final.

Prenons l'exemple d'un particulier, utilisateur d'un véhicule électrique. La simple programmation de la recharge en heures creuses peut lui permettre de gagner jusqu'à 90 euros par an et par véhicule pour une citadine de type Zoé comparé à une recharge non pilotée dite « naturelle ». En additionnant le gain potentiel obtenu par la non-augmentation de puissance souscrite et, le cas échéant, par autoconsommation individuelle, l'espérance de gain peut aller jusqu'à 300 €/an/VE en fonction du profil d'utilisateurs et celui de la voiture.

3 leviers pour piloter la recharge

Le pilotage de la recharge repose sur trois moyens d'optimisation: le décalage dans le temps de la recharge (pilotage temporel) pour bénéficier d'offres tarifaires avantageuses émises par les fournisseurs, le réglage de la puissance de la recharge (pilotage de puissance) pour diminuer l'appel de puissance du véhicule et le pilotage pour maximiser l'autoconsommation qui correspond, pour les possesseurs de toiture photovoltaïque, à recharger son véhicule électrique avec le surplus de production solaire en journée plutôt qu'en rechargeant le soir.

En outre, les principes de Vehicule-to-Home (V2H), Vehicule-to-Building (V2B), et Vehicule-to-Grid (V2G) consistent à réinjecter l'électricité contenue dans la batterie dans, respectivement, le réseau électrique du foyer, de l'immeuble ou sur le réseau public de distribution d'électricité. Ces technologies permettent d'augmenter l'ensemble de ces valeurs, en exploitant la capacité de stockage de la batterie. Le principe est simple: en cas de besoin, les véhicules deviennent eux-mêmes des sources d'énergie, grâce à l'électricité stockée dans leur batterie. Cette électricité est prête à être renvoyée dans une habitation, un bâtiment ou le réseau !

La majorité des utilisateurs pourrait ainsi piloter la recharge de leur véhicule électrique afin de limiter leurs dépenses. Pour y parvenir, ils pourraient s'appuyer sur les signaux de prix existants, par exemple les tarifs différenciés jour/nuit de l'électricité ou le coût de l'abonnement lié à la puissance de soutirage nécessaire.



Des avantages pour l'ensemble des acteurs de l'énergie

En plus des bénéfices liés aux offres tarifaires existantes, des possibilités de flexibilités offertes sur les marchés nationaux tel RTE en vue d'équilibrer l'offre et la demande et gérer le réseau de transport, le pilotage de la recharge des véhicules électriques pourra offrir de la flexibilité locale aux acteurs du marché de l'électricité, aux opérateurs de réseaux de distribution ou encore aux acteurs des « communautés énergétiques ». Par exemple, la recharge des véhicules électriques sur une zone donnée pourrait ainsi être interrompue sur demande de l'opérateur de réseau, si le niveau de puissance appelé dépasse la capacité du réseau et risque de provoquer une coupure. Pour le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), ces flexibilités supplémentaires vont constituer une ressource mobilisable en phase d'exploitation (lors d'incidents ou de travaux), lors de la planification des investissements sur le réseau public de distribution (report de renforcement ou limitation des coûts de raccordements), ou encore pour faciliter le développement des énergies renouvelables, via par exemple l'optimisation de l'autoconsommation.



A terme, de nouvelles flexibilités locales

La valeur créée par ce type de flexibilités (effacement de la recharge), valeur à répartir entre acteurs, opérateurs et utilisateurs du réseau, peut se situer entre quelques dizaines d'euros par véhicule électrique et par an et 200 € par véhicule électrique ponctuellement lors d'incident réseau. La concrétisation de cette valeur est conditionnelle. Pour que la flexibilité soit exploitable, il est nécessaire qu'un seuil minimum de véhicules électriques soit atteint, ou que ceux-ci soient agrégés à d'autres types de flexibilités. Selon les cas d'usages étudiés, le nombre de véhicules électriques seuls devrait être suffisant localement à partir de 2025, dans les cas les plus favorables. L'utilisation de ces flexibilités pourra prendre toute sa valeur dans des zones où le réseau subirait des contraintes en termes de disponibilité, ces zones étant peu nombreuses actuellement.

Enfin, ces flexibilités locales concernant la recharge des véhicules électriques devront se montrer compétitives face aux solutions alternatives, tels que des batteries mobiles ou encore des groupes électrogènes.

Enedis, facilitateur dans la mise en œuvre opérationnelle du pilotage de la recharge

Dans ce contexte, Enedis est un acteur majeur dans l'écosystème pour le pilotage de la recharge et des flexibilités, grâce notamment aux services qu'elle met en œuvre, via le compteur communicant Linky ; ce dernier offre en effet des opportunités en matière de pilotage de la recharge de véhicules électriques ou encore via le « contrôle du réalisé » des effacements.

Sommaire

Résumé exécutif	3
Introduction	7
Chapitre 1	
1. Le pilotage simple de la recharge des véhicules électriques permet une économie notable pour le consommateur	9
1.1 Les 4 cas d'usages de recharge utilisés pour ce rapport	9
1.2 Pour réaliser des économies, le consommateur peut décaler la recharge, réduire la puissance de la recharge ou encore favoriser la consommation de sa production locale le cas échéant	12
1.3 Un particulier en maison individuelle peut espérer économiser de 90 à 320 € TTC par an en attendant les heures creuses pour se recharger et en conservant sa puissance initiale d'abonnement	16
Chapitre 2	
2. Le pilotage de la recharge de véhicule électrique peut également offrir de la flexibilité au réseau public de distribution d'électricité, en complément de celle offerte aux mécanismes nationaux	19
2.1 La flexibilité offerte par les véhicules électriques peut servir les acteurs présents sur le plan national et sur le plan local	19
2.2 Pour le réseau de distribution, la flexibilité des véhicules électriques pourrait être utilisée en cas d'incidents ou travaux, pour décaler des investissements ou réduire le coût d'un raccordement au réseau	21
2.3 La valeur de la flexibilité locale à partager entre les acteurs, est de quelques dizaines d'euros/VE/an et peut atteindre ponctuellement 200 €/VE en cas d'incident réseau	25
Chapitre 3	
3. La mise en œuvre d'un service de flexibilité pour le Réseau Public de Distribution est une action collective, nécessitant de rassembler de nombreux acteurs	29
Chapitre 4	
4. En tant que DSO, Enedis a un rôle de facilitateur essentiel pour la mise en œuvre opérationnelle du pilotage de la recharge	33
4.1. Plusieurs architectures offrant différentes fonctionnalités permettent de réaliser le pilotage de la recharge	33
4.2. Le compteur communicant Linky, une solution matérielle et logicielle pouvant répondre aux attentes des consommateurs	36
4.3 Enedis, acteur du développement du pilotage de la recharge et des flexibilités locales	37
4.4. Innovation et "aVEnir" du pilotage de la recharge	38
Annexe méthodologique	
1.1 Méthode d'évaluation de la valeur du pilotage de la recharge face aux offres de prix existant	41
2.2 Méthode d'évaluation de l'intérêt du pilotage de la charge pour la flexibilité locale	44

Introduction

Le véhicule électrique connaît une croissance soutenue au premier semestre 2020, avec près de 70 000 unités vendues¹ en France, soit deux fois plus que sur la même période en 2019 et ce, malgré la crise sanitaire. Cette forte croissance est accompagnée d'une densification du maillage de bornes de recharge à l'échelle du territoire. On compte aujourd'hui près de 30 000 bornes de recharge ouvertes au public², directement ou indirectement raccordées au réseau public de distribution (RPD).

En tant qu'opérateur du réseau public de distribution (RPD) d'électricité sur 95 % du territoire français, Enedis joue un rôle clé dans le déploiement des infrastructures de recharge en assurant leur raccordement, leur alimentation continue ainsi que le comptage de l'énergie distribuée. Enedis est aussi un acteur de la mobilité électrique en tant qu'utilisateur : avec plus de 3 000 véhicules électriques, l'entreprise détient la 2^e plus grande flotte de véhicules électriques en France. Enfin, l'entreprise soutient l'innovation dans la mobilité électrique, comme en témoignent les projets sur le terrain, et les études déjà réalisées par Enedis et ses partenaires sur l'impact du véhicule électrique sur le réseau et sur l'évolution des comportements³.

Les études d'Enedis et de RTE (Réseau de Transport d'Electricité) démontrent que l'intégration du véhicule électrique dans le système électrique français ne présente pas de difficulté, et ce, aussi bien au niveau local qu'au niveau national. La possibilité de piloter la recharge⁴ des véhicules est une bonne nouvelle et facilitera à moyen terme l'intégration du véhicule électrique selon les bénéfices suivants : pour la collectivité, le pilotage de la charge limitera la puissance cumulée demandée au réseau par les véhicules électriques, et, en conséquence pourrait permettre d'étaler et d'optimiser les besoins d'investissements en infrastructures du réseau ; les utilisateurs pourront recharger leur véhicule électrique au moment où l'électricité est la moins chère et modérer la puissance souscrite ainsi que celle de raccordement ; le pilotage de la charge permettra également de favoriser un approvisionnement local et/ou vert – pour des raisons extra-économiques –, notamment en synchronisant la recharge des batteries de véhicule électrique avec la production d'énergie renouvelable.

Le pilotage de la recharge d'un nombre significatif de véhicules électriques peut aussi permettre de la « flexibilité locale⁵ ». Ce pilotage vise à réduire les congestions qui peuvent apparaître localement sur le réseau de distribution, en modifiant la demande de recharge voire en réinjectant l'électricité stockée dans les batteries dans le réseau. Depuis plusieurs années, Enedis développe des méthodes et conduit des expérimentations afin d'exploiter ces flexibilités locales, qu'elles proviennent du pilotage de la recharge de véhicules électriques ou d'autres technologies déployées sur le réseau, telles que l'effacement de consommation. En 2019, Enedis a mis en place un cadre propice à leur développement⁶, qui s'est traduit par le lancement de plusieurs appels d'offres localisés en 2020.

Dans la continuité des travaux engagés par Enedis depuis plusieurs années, ce rapport a pour objectif d'éclairer le lecteur sur les apports du pilotage de la recharge des véhicules électriques, en termes de solutions, de valeurs et de coordination des acteurs, et il s'inscrit dans la volonté d'Enedis d'accompagner le développement de la mobilité électrique.

1 Avere France - Association nationale pour le développement de la mobilité électrique – juin 2020.

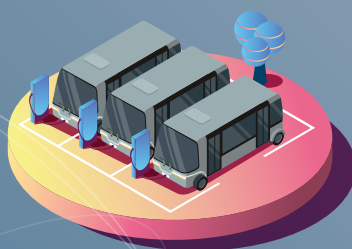
2 Avere France - Association nationale pour le développement de la mobilité électrique – juillet 2020.

3 Rapport Enedis, Partenaire de la mobilité électrique.

4 Par opposition à la recharge dite « naturelle » dans le cadre de laquelle la recharge du véhicule débute dès qu'il est branché et se termine lorsque la batterie est pleine.

5 La **flexibilité électrique** permet au réseau de s'adapter face au manque de production, au surplus de consommation.

6 Vision Enedis sur les flexibilités.



Chapitre 1

Le pilotage simple de la recharge des véhicules électriques permet une économie notable pour le consommateur

Si la recharge du véhicule se réalise durant les heures creuses plutôt que durant les heures pleines du tarif réglementé de vente de l'électricité, l'utilisateur du véhicule électrique pourra économiser de l'ordre de 90 €/an. Cette économie pourra monter à un peu plus de 300 € en fonction des situations rencontrées, comme indiqué dans le chapitre ci-dessous.

1.1 Les 4 cas d'usages de recharge utilisés pour ce rapport

Les utilisateurs de véhicules électriques expriment différentes attentes concernant la recharge :

- #1 Disposer d'un véhicule aussi simple d'utilisation qu'un véhicule à combustion traditionnel, c'est-à-dire disponible et doté de l'autonomie nécessaire dès que l'utilisateur en a besoin ;
- #2 Minimiser les coûts associés à la recharge et, plus généralement, sa facture électrique personnelle ;
- #3 Permettre un suivi de la gestion de la charge, notamment par :
 - une facture individualisée dans le cas des recharges en habitat collectif,
 - un suivi, une capacité de gestion et une bonne appréhension des coûts d'exploitation des véhicules électriques, dans le cas des entreprises ;
- #4 Le cas échéant, bénéficier d'un approvisionnement en électricité « locale » (produite sur site ou à l'échelle du quartier voire du territoire) ou verte (renouvelable).

Les solutions de gestion de la recharge permettent de répondre à ces attentes. La recharge est dite « naturelle » lorsque la voiture se recharge à pleine capacité dès qu'elle est connectée au réseau. **Le pilotage de la recharge** permet de modifier ce comportement « naturel », pour minimiser le coût de la facture électrique de l'utilisateur tout en répondant

à ses contraintes personnelles en termes de disponibilité et d'autonomie du véhicule électrique (attente #1 : le véhicule doit être chargé quand il en a besoin). Ce pilotage facilite l'adéquation de la consommation avec un approvisionnement local ou vert.

Quatre cas pratiques ont été étudiés afin d'illustrer les contraintes s'exerçant sur le pilotage de la recharge ainsi que l'économie (coûts et bénéfices) induite par le pilotage pour différents types d'utilisateurs.



Les cas pratiques de pilotage de la charge des véhicules électriques

Afin d'évaluer la valeur du pilotage de la recharge dans différents contextes, quatre cas pratiques, ou « profils », ont été identifiés :

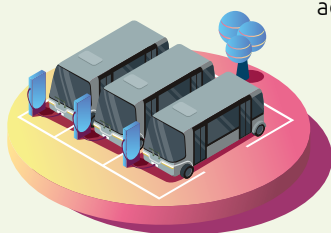
- A. **Les bornes de recharge au sein de l'entreprise, pour les salariés** : ces bornes concernent principalement les véhicules de salariés effectuant des déplacements pendulaires ; elles sont destinées à charger les véhicules la journée, durant les horaires de travail. Elles sont généralement de puissance « normale » (inférieure ou égale à 22 kW⁷) et positionnées sur le parking de l'entreprise.

L'entreprise a la charge de leur exploitation et donc du pilotage de la recharge.



- B. **Les bornes de recharge dans des dépôts** : elles rechargent les flottes de véhicules utilitaires (livreurs, postiers, réparateurs, conducteurs de bus, etc.) assurant leur service le jour et stationnant au dépôt de l'entreprise la nuit. Ces flottes sont principalement rechargées au dépôt la nuit afin de répondre à des contraintes de niveau de charge le matin. **Les bornes de flottes utilitaires sont dimensionnées pour recharger la batterie de toute la flotte en une nuit**, et peuvent nécessiter une augmentation de la puissance électrique alimentant le dépôt. Par ailleurs, ces acteurs ont souvent besoin d'une

fiabilité accrue de la recharge pour s'assurer que les utilitaires soient opérationnels le lendemain.



- C. **Les bornes de recharge résidentielle pour la recharge nocturne** – ce sont des bornes de puissance « normale » (3 à 22 kW) principalement utilisées par les particuliers pour recharger, en fin de journée à leur retour au domicile. Elles peuvent être situées :

- a. dans une maison, en lotissement, dans un hameau ou isolée, avec des bornes individuelles,
- b. dans un logement collectif,
- c. en voirie, en cas d'absence de parking privatif.

Les véhicules ne sont généralement pas connectés à la borne en journée. Ces points de charge peuvent être raccordés sur les installations électriques intérieures des habitations ou de manière dédiée, directement sur le réseau de distribution public d'électricité.



- D. **Les bornes de recharge « normale » et à usage « opportuniste »**, qui concernent les bornes ouvertes au public et utilisées sans besoin particulier de recharge pour l'utilisateur. Ces bornes sont généralement de puissance faible ou moyenne, installées sur la voie publique ou au sein des parkings de commerces ou de centres commerciaux, et sont utilisées de manière ponctuelle et « opportuniste » par des véhicules électriques de passage.



Les moments où les utilisateurs rechargent leur véhicule différent, comme les marges de manœuvre pour optimiser la recharge ; le pilotage ne permet donc pas de dégager les mêmes niveaux de valeur pour chacun de ces profils.

⁷ Afin de simplifier la compréhension, les puissances seront décrites en kW dans le rapport, qu'elles concernent de la puissance apparente (kVA) ou réelle (kW).

Hypothèses de l'étude pour les cas pratiques				
	Caractéristiques des profils			Hypothèses de coûts
	Puissance de recharge	Période de recharge	Contraintes et tailles moyennes de flotte	Coûts ⁽¹⁾ du pilotage
Profil A Bornes entreprises	7 kVA	8h - 19h	Flotte de 20 véhicules. Pas d'obligation de recharge	Pilotage: ~0 à 4 € / mois / borne
Profil B Bornes utilitaires	11 kVA ⁽²⁾	20h - 4h	Flotte de ~20 véhicules utilitaires. Obligation d'être 100 % rechargé le lendemain	
Profil C Bornes résidentielles	3 kVA - 7 kVA	20h - 8h	La voiture doit être rechargée le lendemain. Pour les bornes publiques, pas de valeur V2H/V2B	
Profil D Bornes publiques lentes	7 kVA	9h - 19h	Raccordement imprévisible, de faible durée (quelques heures)	

(1) Coût de gestion du pilotage et de l'agrégation.

(2) Il n'existe pas d'utilitaires avec une recharge de 11 kVA à date, mais le rapport se place dans un contexte du développement de cette gamme de véhicule électrique.

Cas des bornes de recharge rapide

Les profils ci-dessus concernent exclusivement les bornes de recharge normale. Le cas des bornes de recharge rapide (50 kW ou plus), est spécifique: les contraintes d'utilisation de ces bornes sont plus importantes et donc les marges de manœuvre pour le pilotage de la recharge sont plus limitées.

Les utilisateurs de ces bornes souhaitent avant tout recharger rapidement leurs véhicules, de manière fiable, lors de recharges opportunistes ou lors de longs trajets. En contrepartie, le prix de recharge est plus élevé (5 à 20 € de recharge pour 100 km d'autonomie) dû à des installations plus onéreuses.

Par conséquent, les gestionnaires de ces bornes – qui représentent 6 % des points de recharge disponibles en France (Baromètre trimestriel de l'AVERE T2 2020) – ne peuvent pas décaler la charge dans le temps ou réaliser significativement de la flexibilité pour le réseau local. Cependant, ils peuvent mutualiser la puissance de leurs bornes pour limiter les coûts de raccordement et de souscription auprès du RPD, afin de réduire leurs coûts, selon la stratégie de déploiement qu'ils souhaitent mettre en œuvre.



1.2 Pour réaliser des économies, le consomm'acteur peut décaler la recharge, réduire la puissance de la recharge ou encore favoriser la consommation de sa production locale le cas échéant

Le pilotage de la recharge modifie le profil de recharge « naturel » en décalant le moment de la recharge, en modifiant la puissance de la recharge, ou encore en réinjectant dans le foyer ou dans le bâtiment l'électricité stockée dans la batterie. Cette dernière action est désignée sous les termes *Vehicle-to-Home (V2H)* ou *Vehicle-to-Building (V2B)*, principalement associés à des configurations de production sur site et d'autoconsommation.

Chacune de ces actions est mise en œuvre par des « signaux de prix », c'est-à-dire par un tarif d'électricité spécifique pour le client, qui reflète les coûts d'approvisionnement et d'acheminement de l'électricité pour le système électrique.



1. Le pilotage temporel de la recharge, consiste à choisir les moments les plus opportuns pour la recharge, c'est-à-dire lorsque **le prix variable de l'électricité consommée** – exprimé en €/kWh – **est le plus faible**. Le tarif réglementé de vente d'électricité, comme la plupart des offres de marché, a des prix variables selon les heures de consommation et les jours. A titre d'exemple, la différence entre les tarifs heures creuses (HC) / heures pleines (HP) s'élève en moyenne à 4,5 c€/kWh pour le tarif réglementé de vente résidentiel en 2020⁸ soit une différence de près de 25 %.

Ces variations de prix s'expliquent par le fait que durant les périodes de forte ou moyenne consommation (HP), les moyens de production sollicités sont activés selon le principe de mérit-order (du moins cher en premier jusqu'au plus cher) : plus il y a de consommation, plus l'électricité est coûteuse. Pour répercuter cette variation, le fournisseur propose des options tarifaires (ex HP/HC).

Les réseaux de distribution, dimensionnés pour les périodes de plus forte consommation (heures pleines) afin de garantir de l'électricité à tous même pendant les périodes hivernales les plus froides, supportent donc, eux aussi, un coût plus important. La part liée au réseau, le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), correspond à ~30 % des prix mentionnés ci-dessus pour les clients résidentiels.

Ces tarifs incitent les utilisateurs à recharger en heures creuses pour limiter leur facture, avec un effet direct sur les coûts pour la collectivité. Le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) est responsable de déterminer les plages horaires des HP et HC pour le tarif du réseau et de diffuser le signal horaire aux compteurs. Avec le compteur communicant Linky⁹, le pilotage de la recharge peut être affiné, car 11 plages horaires et jusqu'à 13 jours types peuvent être définis, notamment par les fournisseurs (ex: heures creuses, ou « super-creuses », ou WE), pour différencier plus significativement les prix.

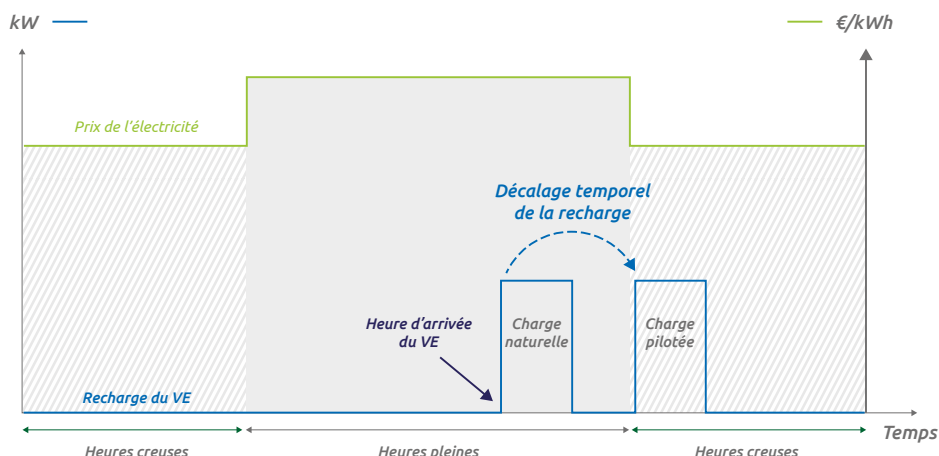


Figure 1 : Pilotage temporel de la recharge dans le cas d'un tarif heures creuses /heures pleines

⁸ Tarifs Réglementés de Ventes - Tarifs Bleu au 1^{er} semestre 2020.

⁹ Par simplification, seul Linky sera cité dans la suite du rapport, mais les éléments s'appliquent aussi au compteur communicant PME-PMI.

2. Le pilotage de la puissance de recharge, consiste à contrôler l'appel de puissance de la recharge (en kW). Lorsque la recharge est réalisée au sein du réseau électrique privé d'un site, tel qu'une maison, un immeuble ou une entreprise, le contrôle de la puissance de recharge doit être réalisé en coordination avec la puissance totale appelée par le site. L'objectif de ce pilotage est de ne pas dépasser la puissance souscrite¹⁰ auprès du fournisseur ou la puissance de raccordement¹¹.

Ce pilotage peut permettre d'éviter deux dépenses :

- **L'augmentation de l'abonnement annuel**, en €/an : il dépend de la puissance souscrite par le site, et est donc en théorie un indicateur du coût induit pour le réseau qui doit être toujours en mesure de délivrer cette puissance¹². Un client particulier qui augmente son abonnement de 3 kW pour accueillir une borne de recharge équivalente à cette puissance paiera un supplément de l'ordre de 30 €/an. Un client entreprise peut payer jusqu'à 120 €/an pour la même augmentation de puissance¹³.



- **Le renforcement du raccordement électrique** : dans certains cas, la mise en place d'une alimentation électrique pour les véhicules électriques peut amener le GRD à effectuer des investissements pour apporter la puissance nécessaire. En pratique, ce renforcement est rarement nécessaire pour des particuliers : 87 % des utilisateurs de véhicule électrique n'augmentent pas la puissance demandée de leur site (enquête BVA/Enedis). Les coûts des travaux sont généralement inférieurs à 100 €/kW d'investissement.

Le pilotage de la puissance peut aussi intervenir lors du raccordement, pour éviter des renforcements. Le client choisit alors de ne pas souscrire à l'offre de raccordement de référence et choisit une Offre de Raccordement Intelligente (ORI) ; cette dernière consiste – à la demande d'un client raccordé (ou souhaitant l'être) au réseau HTA¹⁴ – à lui proposer lorsque cela est possible un mode de raccordement plus rapide et/ou moins cher en contrepartie de son engagement de flexibilité. Elle diffère en cela de l'Offre de Raccordement de Référence. La consommation ou la production peuvent alors être limitées ponctuellement lorsque des congestions apparaissent sur les ouvrages auxquels le site est raccordé. La valorisation est décrite dans le § 2.2 et suivants.

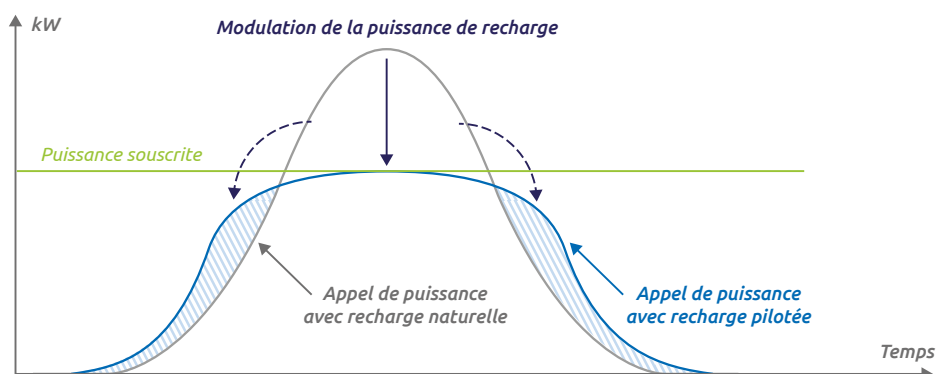


Figure 2 : Pilotage de la puissance de la recharge

10 La puissance souscrite est la puissance dont le client souhaite disposer au point de connexion, en fonction de ses besoins de consommation. Sa valeur est fixée par le client pour 12 mois dans la limite de la capacité des ouvrages.

11 Pour le soutirage, la puissance de raccordement est la puissance maximale en régime normal d'exploitation que le client prévoit d'appeler en son point de livraison. Pour l'injection, cela désigne la puissance maximale en injection prise en compte pour dimensionner les ouvrages de raccordement.

12 Dans la pratique, cet indicateur n'est que partiellement représentatif des coûts induits sur le réseau.

13 Le coût de la hausse d'abonnement lié à la puissance s'élève de 8 à 10 €/kVA/an pour les clients particuliers, et peut représenter jusqu'à 40 €/kVA/an pour les entreprises.

14 L'industrialisation des ORI pour les producteurs est soumise à des évolutions de la réglementation. Pour les consommateurs, la généralisation des ORI nécessite également d'instruire différents sujets techniques et réglementaires. Enfin, industrialisation et généralisation seront d'abord effectives en HTA, puis en Basse Tension.

3. Le pilotage pour maximiser l'autoconsommation¹⁵, qui correspond à la valeur que le consommateur peut capter en maximisant son taux d'autoconsommation, c'est-à-dire en rechargeant son véhicule électrique avec le surplus de production solaire en journée plutôt qu'en rechargeant le soir.

Par ce stockage, les utilisateurs du véhicule électrique économisent le coût de la recharge le soir¹⁶ et perdent le bénéfice du surplus de production en journée¹⁷. L'écart entre les deux permet un gain de 1,75 à 4 € pour recharger une batterie¹⁸ par autoconsommation pour les clients particuliers et entre 0 et 1,75 € pour une recharge dans une entreprise.

Le Vehicule-to-Home ou le Vehicule-to-Building consiste à réinjecter l'électricité contenue dans la batterie dans le réseau électrique du foyer ou de l'immeuble. Cette méthode **permet d'augmenter l'ensemble de ces valeurs, en exploitant la capacité de stockage de la batterie**. Le V2H ou V2B peut aussi permettre d'assurer la continuité d'alimentation de certains usages (congélateur par exemple) à la suite d'une coupure d'électricité.

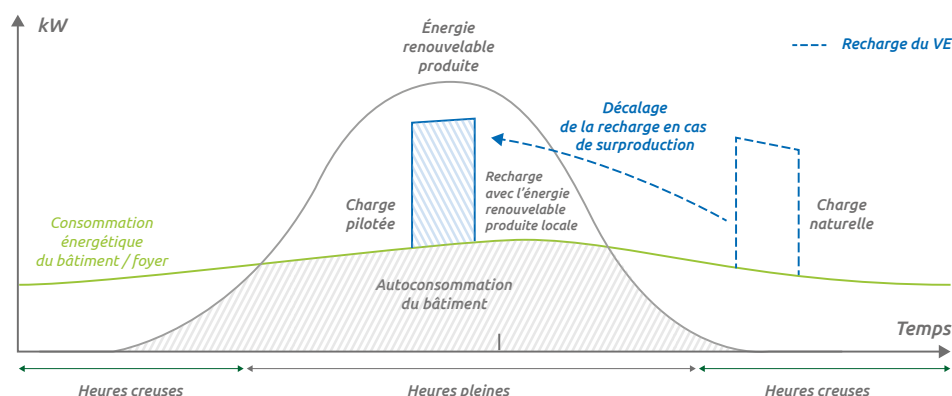


Figure 3 : Pilotage pour maximiser le taux d'autoconsommation

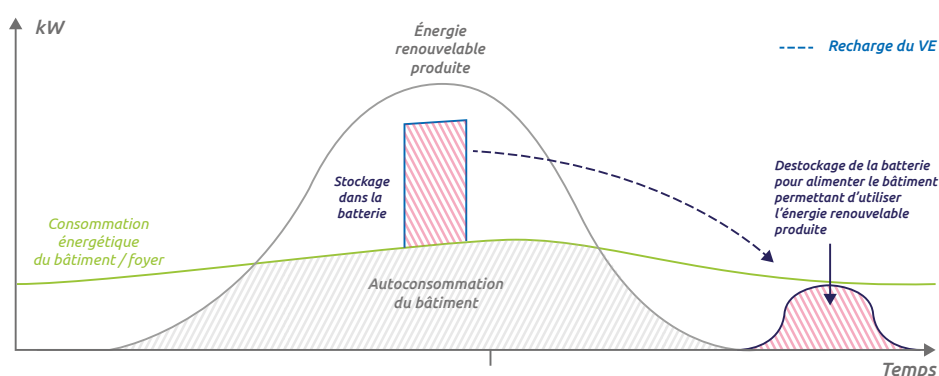


Figure 4 : Exemple de pilotage de la recharge V2H / V2B pour optimiser la valeur d'autoconsommation

¹⁵ L'autoconsommation est un nouvel usage croissant qui consiste à consommer tout ou partie de l'énergie que l'on produit. Elle passe essentiellement par la production photovoltaïque.

¹⁶ La recharge coûte entre 13,5 et 18 c€/kWh pour les clients particuliers, et entre ~6 et 10 c€/kWh pour les entreprises, selon les heures de recharges et leurs offres de fourniture.

¹⁷ Valorisé ~6 c€/kWh pour les entreprises et ~10 c€/kWh pour les clients particuliers.

¹⁸ De 50 kWh, type Zoé.

L'usure des batteries dans le cadre du V2H/V2G: présentation de l'état de l'art des études

Le V2G¹⁹, V2B et le V2H entraînent des cycles d'utilisation des batteries qui ne sont pas exploités pour le déplacement du véhicule. La viabilité économique du V2G/V2H/V2B dépend donc en partie de l'impact des cycles supplémentaires de charge et décharge sur la dégradation des batteries. Ce sujet fait l'objet de modélisations et publications académiques, qui montrent dans leur ensemble que le mode d'utilisation des batteries des véhicules électriques aura une influence importante sur l'efficacité des batteries dans la durée.

La connaissance des mécanismes de vieillissement des batteries Li-ion se développe: l'impact de cycles de décharge liés au V2G ou V2H-V2B sur la capacité de la batterie sera très dépendant de leur profondeur et d'autres facteurs aujourd'hui encore à l'étude; le pilotage des conditions d'utilisation de la batterie pour ces usages sous la supervision du constructeur ou du propriétaire de la batterie (en cas de leasing) sera nécessaire pour industrialiser cette application.

- D'après une étude de l'Université d'Hawaii publiée en 2017, la mise en place d'une solution V2G visant uniquement à maximiser le profit du propriétaire entraîne une accélération du vieillissement de la batterie: la perte de capacité peut atteindre environ -20 % au bout de 5 à 6 ans dans le cas d'une utilisation quotidienne du V2G, contre seulement -10 % dans le cas de moindre dégradation (c'est-à-dire deux cycles de charge par jour pour la mobilité).

- Une étude publiée par l'Université de Warwick montre que si le V2G est optimisé – grâce notamment à une gestion intelligente de l'état de charge au repos du véhicule, de la profondeur des décharges, et des divers facteurs de vieillissement de la batterie – il pourrait allonger la durée de vie des batteries de véhicules électriques.

Le déploiement des systèmes intelligents et une amélioration de la connaissance du vieillissement des batteries selon les paramètres d'exploitation (profondeur de la décharge, capacité, température, usage, etc.) permettront de conforter le développement du V2G.



¹⁹ Le **Vehicle-to-Grid (V2G)**, c'est-à-dire la réinjection de l'énergie contenue dans la batterie sur le réseau afin d'agir temporairement comme un producteur d'électricité.

1.3 Un particulier en maison individuelle peut espérer économiser de 90 à 320 euros TTC par an en attendant les heures creuses pour se recharger et en conservant sa puissance initiale d'abonnement

Le gain obtenu grâce au pilotage de la recharge par les offres tarifaires existantes est très variable selon les profils d'utilisateurs :

- Les véhicules électriques se rechargeant à domicile (profil C) peuvent espérer capter une valeur maximum grâce au pilotage de 318 €/VE/an TTC, dans le cas d'une utilisation intensive d'une berline (15 000 km/an à 23 kWh/100 km) et pour un consommateur qui envisagerait d'augmenter sa puissance souscrite ; cette valeur est de 90 €/VE/an TTC dans le cadre d'un véhicule citadin pour une utilisation plus légère (12 000 km/an à 16 kWh/100 km), pour un utilisateur qui ne souhaite pas augmenter la puissance souscrite de son logement.
- Les véhicules utilitaires (profil de recharge B) sont ceux qui peuvent bénéficier du gain le plus important (consommation en énergie et puissance élevée), avec un maximum de 430 €/VE/an dans les conditions les plus favorables : ils peuvent décaler la recharge en pleine nuit et l'étaler tout au long de la nuit ;

- Les véhicules électriques se rechargeant de jour (profils A et D) ont une valeur du pilotage réduite. En effet, ces utilisateurs ne peuvent pas décaler la recharge dans la nuit, et le moment où la recharge est nécessaire correspond généralement au moment de consommation maximum du site local (en journée). Ainsi, le pilotage de la recharge des véhicules des salariés apporte une valeur maximum de l'ordre de 130 €/VE/an, tandis que la valeur du pilotage de la recharge opportuniste diurne dans la rue est limitée à ~65€/VE/an. Pour ces cas, la valeur peut aussi être inexistante, lorsque le site est dans une zone où la puissance de raccordement peut être augmentée sans coût, que ce soit sur le site ou au niveau du réseau local. Par exemple, la recharge des véhicules de salariés sur un site industriel où la puissance souscrite est très élevée rapportée à la consommation, laissant ainsi de la capacité déjà disponible pour la recharge.

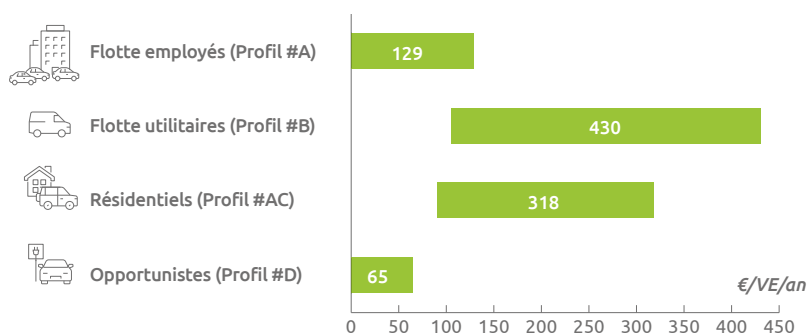


Figure 5 : Intervalle de valeur du pilotage de la recharge sur les signaux existants par rapport à la recharge naturelle (hors V2H/V2B/V2G)

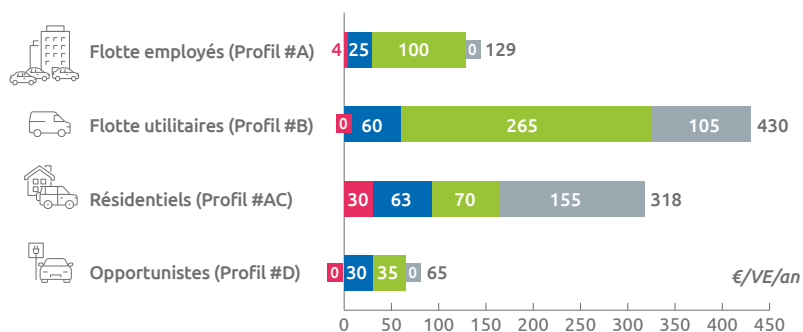


Figure 6 : Décomposition de la valeur selon le signal prix, dans les cas de valeur maximum (hors V2H/V2G)

- 1 - Valeur de pilotage sur le prix variable d'électricité
- 2(a) - Valeur de pilotage de puissance (abonnement)
- 2(b) - Valeur de pilotage de puissance (raccordement)
- 3 - Valeur de pilotage lié à l'autoconsommation



Le pilotage permettant de réduire le coût de la facture d'électricité de l'utilisateur – la part variable et l'abonnement – est à l'origine de la majeure partie de la valeur (de 55 jusqu'à 100 %). Plus les bornes de recharge sont puissantes, plus la part abonnement peut devenir significative dans ce total, comme le montre la comparaison des profils B (bornes de 11 kW) et C (bornes de 3/7 kW).

La valeur liée à la réduction du coût du raccordement peut représenter 25 à 63 €/VE/an, mais n'est pas systématique, car de nombreux sites ne génèrent pas de coût supplémentaire de raccordement en cas d'augmentation de la puissance. Par ailleurs, cette valeur n'est captée qu'une fois, lors de la mise en place de la borne²⁰.

Enfin, la valeur liée à l'autoconsommation est relativement faible, de l'ordre de quelques dizaines d'euros par véhicule et par an. En effet, pour que cette valeur existe, il faut que le véhicule soit raccordé en journée sur un site équipé en

panneaux photovoltaïques (PV). Ce n'est pas le cas de nos hypothèses pour les flottes d'utilitaires qui font leur tournée en journée (profils B), ni des recharges dans la rue où il n'y a pas d'installation PV (profils D). Dans le cas résidentiel (profil C), les hypothèses retenues supposent toutes une utilisation quasi-quotidienne (en semaine) du véhicule, en journée. Dans le cas des parkings en entreprise, pour les véhicules électriques des salariés (profil A), bien que les véhicules soient connectés en journée, la valeur est limitée par une moindre valeur unitaire de l'énergie autoconsommée.

Le V2H/V2B/V2G peut améliorer ces résultats marginalement, de ~10 à 70 €/VE/an. Cependant, cette pratique est très limitée, dans la mesure où, à date, la plupart des modèles de véhicules ne permettent pas le V2H/V2B/V2G.

En incitant au pilotage de charge, les offres tarifaires permettent à l'utilisateur de diminuer ses coûts, mais aussi de réduire son impact sur le réseau (moindre puissance soutirée, moindre consommation en heures pleines, moindre réinjection d'électricité produite localement). En effet, celles-ci visent à refléter les coûts pour les acteurs du système électrique. Le pilotage de la charge est donc également vertueux pour le système électrique et donc pour la collectivité.



²⁰ Il est supposé ici que ce gain unique est amorti sur 10 années, pour représenter la valeur en €/VE/an.



Chapitre 2

Le pilotage de la recharge de véhicule électrique peut également offrir de la flexibilité au réseau public de distribution d'électricité, en complément de celle offerte aux mécanismes nationaux

En complément de la flexibilité liée aux véhicules électriques pour les mécanismes nationaux (Mécanisme d'Ajustement, NEBEFF ou Services Systèmes), le pilotage de la recharge peut également offrir de la flexibilité au RPD; la valeur de cette flexibilité évaluée ci-dessous peut atteindre ponctuellement 200 € par véhicule électrique en cas d'incident réseau, à partager entre les acteurs, et pour des véhicules situés dans les zones en contraintes (< 1% du parc de véhicules électriques).

2.1 La flexibilité offerte par les véhicules électriques peut servir les acteurs présents sur le plan national et sur le plan local

Le pilotage de la recharge peut répondre à des ordres provenant d'acteurs de marché, des opérateurs de réseau nationaux (RTE) ou encore d'acteurs locaux (opérateurs de réseaux de distribution, communautés énergétiques...) afin de fournir de la « flexibilité » au système électrique. Il s'agit alors de moduler la puissance de recharge²¹, à la demande d'un opérateur et contre rémunération, afin d'optimiser les coûts de production, d'aider le réseau à absorber des pics temporaires de production ou de consommation, ou de consommer local. A titre d'exemple, des sites industriels sont aujourd'hui sources de flexibilité en pratiquant l'effacement de consommation pour l'équilibre national du réseau. L'opérateur sollicite cette « flexibilité » dans un schéma compétitif, c'est-à-dire si elle est moins chère que les autres options s'offrant à lui pour satisfaire son besoin, que ce soient des options de production (mise en route de moyens de production complémentaires par exemple) ou d'autres options techniques (renforcement du réseau par exemple).

Le pilotage de la recharge peut produire une flexibilité via trois types d'action :

1. **L'effacement**, c'est-à-dire la réduction ou l'interruption temporaire de la recharge pour soulager le réseau.
2. **La hausse de la consommation en accélérant/déplaçant la recharge**, notamment lorsqu'il existe un surplus de production local.
3. **L'injection d'électricité stockée dans les batteries lors de période de forte consommation grâce au Vehicle-to-Grid (V2G)**, agissant ainsi temporairement comme un producteur d'électricité. Le nombre de modèles de véhicules capables de réinjecter sur les réseaux reste encore relativement faible (moins de 5 modèles). Des expérimentations ont démarré dans quelques pays d'Europe et du monde (ex: Norvège, Pays-Bas, Grande-Bretagne, Belgique, Portugal...) ; en France, des premiers tests auront lieu dès le 1^{er} semestre 2021.

²¹ Cela peut être à « la hausse » (réduction de la consommation ou réinjection d'électricité), ou à « la baisse » (hausse de la consommation ou arrêt de la réinjection).

Les flexibilités, qu'elles soient à l'échelle locale ou nationale, sont caractérisées par plusieurs éléments tels que :

1. **La période**, sur laquelle une flexibilité s'est engagée à être disponible et, à pouvoir répondre à un ordre d'activation ;
2. **La puissance**, qui doit être activée pour répondre au besoin pendant la durée d'utilisation ;
3. **Le sens de l'offre**, qui indique si la flexibilité doit être à la hausse (en cas de manque d'électricité sur le réseau) ou à la baisse (en cas de surplus d'électricité) ;
4. **Le délai de mobilisation**, qui est le délai entre l'envoi d'un ordre de sollicitation de la flexibilité et son activation effective à la puissance garantie ;
5. **Les durées d'activation minimales**, qui permettent de répondre au besoin de flexibilité ;
6. **La fréquence maximale d'activation de la flexibilité**²², qui dépend de la fréquence d'occurrence du besoin, et qui est souvent une contrainte dimensionnante pour les solutions de flexibilité (par exemple, un industriel qui pratique de l'effacement ne pourra peut-être pas répéter des arrêts de sa chaîne de production plusieurs fois par jour) ;
7. **La localisation**, la flexibilité doit être disponible et « activable » dans la zone où celle-ci a été appelée.

Le gestionnaire du réseau de transport RTE a recours aux flexibilités pour garantir le maintien de l'équilibre offre / demande sur le réseau à tout instant, et pour permettre le passage de la pointe de consommation quels que soient les aléas (ex : panne d'une centrale de production). Ainsi, RTE s'assure de l'ordre de 4 à 5 GW cumulés de flexibilité en France pour maintenir l'équilibre offre/demande via les « réserves », dont plus de 50 % d'effacement. D'autres flexibilités existent et s'activent sur différents marchés (énergie, mécanisme de capacité, etc.). Les véhicules électriques peuvent participer à ces mécanismes ; RTE a estimé que ces effacements pourraient être rémunérés de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines d'euros par véhicule par an²³.



²² Défini par le délai de neutralisation entre deux activations.

²³ Montant non pris en compte dans ce rapport, se reporter au Rapport RTE/AVERE sur les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique.

²⁴ Vision Enedis sur les flexibilités.

Qu'en est-il pour le réseau de distribution ?

Sous l'effet de l'arrivée massive de production d'électricité renouvelable, le développement de l'autoconsommation et l'émergence de nouveaux usages de l'électricité comme le véhicule électrique, le réseau de distribution peut bénéficier des effets d'une coordination locale entre production et consommation. C'est dans ce contexte que, depuis plusieurs années, Enedis mène des travaux recherche et développement (R&D) et réalise des expérimentations sur les flexibilités locales.



L'arrivée de nouvelles technologies (capteurs sur le réseau, compteurs communicants, télécommunications 5G, ...) permettra aussi de mieux connaître l'état et la sollicitation du réseau en temps réel, facilitant ainsi la mise en œuvre des flexibilités locales.

Ainsi, Enedis a engagé un important programme de travail pour intégrer les flexibilités locales dans son modèle industriel. Le rapport publié en octobre 2019²⁴ décrit les cas d'usages envisagés et la pertinence des flexibilités locales sur son réseau, ainsi que les méthodes à mettre en œuvre. Cinq appels d'offres ont été lancés au premier semestre 2020 pour acheter des flexibilités locales, dans les départements du Nord, du Morbihan, de Paris, du Gard et en Côte d'Azur.

Comparée au réseau de transport, la mise en œuvre de flexibilités à la maille du RPD présente des spécificités : la valeur de la flexibilité locale est étroitement dépendante de sa localisation sur le réseau (là où se situent précisément les congestions) et de sa fiabilité (il n'est pas possible de compter sur un foisonnement de ressources de flexibilité pour pallier leur éventuelle défaillance). Le besoin de flexibilité peut aussi être plus volatile : l'évolution de la consommation ou de la production peut déclencher un investissement annihilant le besoin de flexibilité locale.



2.2 Pour le réseau de distribution, la flexibilité des véhicules électriques pourrait être utilisée en cas d'incidents ou travaux, pour décaler des investissements ou réduire le coût d'un raccordement au réseau

La flexibilité dégagée par le pilotage de la recharge des véhicules électriques peut trouver cinq débouchés, à concurrence du moyen le plus économique :

1. **En cas d'incident d'exploitation non planifié**, à la suite d'une défaillance technique, la flexibilité permettra, au réseau local de réalimenter le maximum de consommateurs avec la capacité de distribution restante ;
2. **Pour réduire l'incidence des travaux sur le RPD**, en évitant les coupures associées à ces derniers, ou en réduisant les coûts (par exemple en évitant le déplacement d'un groupe électrogène de secours) ;
3. **Pour éviter ou reporter les investissements** sur le réseau : un renforcement ou à une extension du réseau, en répondant temporairement aux contraintes supplémentaires s'exerçant sur le réseau par de la flexibilité ;
4. **Pour réduire le coût du raccordement des bornes de recharge**, lorsque l'arrivée d'une flotte de véhicules

électriques crée des congestions, il peut être proposé à l'utilisateur de la flotte de piloter sa recharge pour éviter ces congestions et réduire le coût du raccordement. Cette flexibilité peut entrer dans le cadre d'une « Offre de Raccordement Intelligente » (ORI) ;

5. **Pour absorber les surplus locaux d'énergies renouvelables, lors d'un des 3 cas précédents (incidents, travaux, report d'investissement)**, et éviter ainsi la perte de cette énergie qui ne peut pas être transportée par le réseau.

La valeur de la flexibilité locale décrite correspond à la valeur maximum pour la collectivité : cette valeur, collective, devra être répartie entre les différents acteurs – utilisateurs du réseau, distributeur, opérateurs de flexibilité, utilisateur du véhicule électrique, etc. L'évaluation est basée soit sur des valeurs normatives et unitaires de coût pour la collectivité de l'énergie non distribuée aux consommateurs, soit sur les gains liés au report d'un investissement, décrites dans la [Figure 7](#) et publiées par Enedis²⁵ en 2019.

²⁵ Vision Enedis sur les flexibilités.

		Valeur collective pour le réseau HTA	Rémunération	Capacité des VE à répondre
1	Incidents	Valeur de 0 à 20 €/kWh	À l'activation (€/MWh)	↑
2	Travaux	Valeur de 0 à 10 €/kW/travaux	↑ Réservation de capacité (€/MW)	✓
3	Report d'investissement	Valeur de 0 à 24 €/kW/an	+ À l'activation (€/MWh) ↓	Délai d'activation : le pilotage de la recharge peut être suffisamment réactif
4	Offre de Raccordement Intelligent	Jusqu'à 90 €/kW (valeur en injection, majorante)	Réduction du coût du raccordement	Durée d'activation : l'effacement réalisé par la recharge peut durer plusieurs heures
5	Surplus locaux D'ENR	~ 50 €/kWh d'écrêtement évité	À déterminer	↓

Pour comparaison, un véhicule électrique particulier consomme ~16 à 23 kWh/100 km, et utilise une borne de 3 à 7 kW

Figure 7 : Les différentes applications de la flexibilité locale et leurs caractéristiques

Pour chacune de ces applications²⁶, le RPD formulera au sein d'un appel d'offres, une expression de besoin en flexibilité (en termes de puissance, de fréquence, d'horaires) qui sera très dépendante de chaque situation locale spécifique.

Nous illustrons en Figure 8 le besoin de flexibilité dans 5 situations réelles, permettant d'illustrer différentes applications de flexibilité locales et leurs caractéristiques.

Exemples de besoin de flexibilités locales					
		Contexte	Période du besoin	Puissance max du besoin (MW)	Volume et fréquence en espérance (MWh ; /an)
Incidents	1A	Rural	Nuit	2 MW	4 MWh/an (< 1/an)
	1B	Urbain	Jour	1 MW	8 MWh/an (< 1/an)
Report d'investissement	3A	Rural	Jour	3 MW	45 MWh (<1/an)
	3B	Semi-urbain	H24	Jusqu'à 45 MW	90 MWh (3/an)
ORI Illustration ORI BT, non industriel à date	4	Pas d'impact	Lorsqu'il y a de la recharge	Pour une flotte de 20 véhicules : 50 à 150 kW	Dépend de la situation locale

Figure 8 : Hypothèses pour les illustrations de situations de besoin (volume maximum) de flexibilités locales

Aide à la lecture de la Figure 8

- La situation 1A correspond à une zone rurale, où lorsque des incidents fragilisent le réseau, celui-ci peut manquer de capacité la nuit, amenant à couper des consommateurs. Pour répondre à cette problématique, le GRD a besoin de 2 MW de flexibilité. Cela a moins d'une chance d'arriver par an, et la flexibilité a une espérance²⁷ d'être activée à hauteur de 4 MWh par an, sans garantie.
- La situation 3A correspond à une zone rurale, où Enedis pourrait éviter un investissement dans le réseau si 3 MW de flexibilité locale pouvaient être contractualisés à l'année, avec une estimation d'un volume d'activation – uniquement en journée – jusqu'à 45 MWh/an.

²⁶ Hors offre de raccordement intelligent qui se contractualise par un contrat B-to-B entre le demandeur et le GRD.

²⁷ L'espérance correspond à la valeur que l'on s'attend à trouver en moyenne si on observe le besoin de flexibilité sur un grand nombre d'années. Cependant, le besoin pourra être nul certaines années et beaucoup plus important d'autres années.

Si cette flexibilité devait être apportée par le pilotage de la recharge de véhicule électrique, un nombre suffisant de véhicules électriques devrait participer au service (voir le § 0). Parmi les véhicules électriques inscrits au service, seuls ceux connectés à une borne de recharge au moment où la flexibilité est requise seront en situation de contribuer à l'apport de flexibilité. A titre d'exemple, si la flexibilité est attendue en journée pour soulager une contrainte en soutirage (trop de puissance appelée par rapport à la capacité locale du RPD), les véhicules électriques de particuliers servant principalement au trajet quotidien domicile-travail et se rechargeant la nuit au domicile (profil C) auront une contribution limitée ou nulle pour offrir la flexibilité recherchée.

À partir de 2025, le nombre de véhicules électriques pourrait permettre un volume de flexibilités locales exploitables par Enedis. Les besoins de flexibilité locale sont circonscrits à des zones où le réseau est sous contrainte, dans un espace géographique spécifique.

A titre d'illustration, les appels d'offres récemment initiés par Enedis concernent des zones ayant une population comprise entre 500 et 100 000 habitants. Pour chacune des situations présentées Figure 8, le nombre de véhicules électriques devant participer au service pour fournir la flexibilité locale recherchée est estimé entre 500 et 6 500, cf. Figure 9. Ce nombre dépend de la puissance nécessaire de flexibilité – qui dépend de la situation locale – et de la capacité des véhicules électriques à fournir de la flexibilité – qui dépend du profil de recharge.

			Profil A <i>Bornes entreprises</i>	Profil B <i>Bornes utilitaires</i>	Profil C <i>Bornes résidentielles</i>	Profil D <i>Bornes publiques</i>
Puissance moyenne de flexibilité disponible par VE ²⁸			1,2 kW/VE	~ 3-4 kW/VE	~ 0,4-0,8 kW/VE	~ 0,5 kW/VE
Incidents	1A	Nuit 2 MW	✗ Pas de recharge la nuit	✓ ~ 600 VE nécessaires	✓ ~ 2500-4600 VE nécessaires	✗ Pas de recharge la nuit
	1B	Jour 1 MW	✓ ~ 800 VE nécessaires	← ✗ Pas de recharge le jour →		✓ ~ 2 000 VE nécessaires
Report d'investissement	3A	Jour 3 MW	✓ ~ 2500 VE nécessaires	← ✗ Pas de recharge le jour →		✓ ~ 6 500 VE nécessaires
	3B	h24 -1 à 45 MW	← ~ Les VE ne sont pas suffisants en volume et en horaires disponibles: ils ne peuvent être que des compléments d'autres solutions →			
ORI	4		← ✓ Les VE sont à l'origine du besoin de flexibilité Ils peuvent donc entièrement y répondre par le pilotage →			

Figure 9 : Analyse de la capacité de chaque scénario de recharge à participer à la flexibilité locale et nombre de VE minimum nécessaire pour y répondre – hors V2G

Aide à la lecture de la Figure 9

- Dans la situation 1A, comme la flexibilité est nécessaire la nuit, seuls les véhicules électriques ayant un profil de recharge de type utilitaires ou résidentiels rechargeant la nuit pourraient apporter de la flexibilité. Pour atteindre 2 MW de flexibilité, il faudrait avoir ~600 utilitaires (représentant chacun 3,5 kW utiles en moyenne par hypothèse) ou 2 500 à 4 600 véhicules résidentiels pour répondre entièrement au besoin.
- Dans la situation 3A, le besoin de flexibilité étant le jour, ce sont les profils de charge de flotte d'entreprise ou de recharge opportuniste sur la voie publique qui peuvent y répondre, et respectivement soit 2 500 véhicules (flotte d'entreprise) soit 6 500 bornes publiques (en supposant qu'il y ait 2 recharges de 20 minutes par jour) seraient nécessaires pour répondre au besoin.

²⁸ Puissance moyenne volontairement conservatrice par rapport à la puissance réelle des bornes installées d'une part, et à la volonté de ne pas apporter l'intégralité du potentiel de la batterie par occurrence (le véhicule électrique doit en effet pouvoir garder une capacité de roulage).

Pour l'ensemble des cas locaux étudiés, il faudra attendre au moins 2025 pour que la densité de véhicules électriques seule permette de disposer d'un potentiel²⁹ de flexibilité suffisante: avant cette date, même si tous les véhicules présents localement participent à la flexibilité, la capacité obtenue sera inférieure à 500 kW (taille minimum des appels d'offres de flexibilité locale actuels).

Après 2025, certaines zones urbaines et semi-urbaines disposeront d'un parc de véhicules électriques suffisant, à condition qu'une fraction majoritaire de ces véhicules électriques participe de manière active au service de flexibilité

(c'est-à-dire que les véhicules électriques soient inscrits auprès d'un opérateur de flexibilité et qu'ils soient dotés des équipements techniques nécessaires).

À l'inverse, dans les zones peu denses, sur les deux cas étudiés, le parc électrique local ne devrait pas permettre d'offrir une capacité de flexibilité locale significative, même en 2030. Que l'on se place en zone dense ou peu dense, la flexibilité apportée par le véhicule électrique peut d'ores et déjà être additionnée à d'autres capacités de flexibilités, et peut donc rendre « en partie et à concurrence du volume apporté » le service.

Réseau BT et postes HTA/BT

Les postes HTA/BT et le réseau de basse tension représentent un enjeu pour la flexibilité, car nombre de leviers de flexibilités, notamment des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE), y seront raccordés et pourront participer aux services de flexibilités tant nationaux que locaux.

Cependant, il est plus difficile de tirer profit de la flexibilité locale sur ces équipements pour les besoins du réseau basse tension que pour le marché national et les besoins des échelons de tensions supérieurs :

- Ces équipements couvrent une zone géographique de petite taille et un nombre de sites inférieur à 300. Comme l'échantillon dans lequel trouver de la flexibilité est réduit, il y a un aléa plus important sur la capacité à trouver des sources de flexibilités et de s'assurer qu'elles seront disponibles au sein de ces zones.
- Les équipements de basse tension sont de faible puissance (< 250 kVA), et éviter ou reporter leur renforcement ne permet qu'un gain limité pour chaque situation locale : reporter d'un an le renouvellement d'un transformateur HTA/BT permet d'économiser de l'ordre de 1 000 à 2 000 € par an pour la collectivité.

Ces caractéristiques ne permettent actuellement pas à la flexibilité locale d'avoir un intérêt économique pour optimiser la gestion de la basse tension à court terme : en l'absence de solutions standardisées (techniques, commerciales, contractuelles et enfin technologiques) et à moindre coût, les coûts de mises en œuvre de ces flexibilités dépassent les gains.

C'est pourquoi, il convient de poursuivre les études et les tests entre les acteurs pour identifier les conditions de développement et si possible les remplir. C'est le sens des travaux d'Enedis sur le projet aVEnir : lorsque le marché de la flexibilité locale sera développé, avec des flexibilités diffuses comme le sont les véhicules électriques, et que les solutions de pilotage auront été déployées sur ces flexibilités pour les piloter, pour de multiples raisons (réduire les coûts de la recharge, pour la flexibilité nationale, pour les besoins du réseau haute tension ou encore le consommer local), la flexibilité locale pour la basse tension pourra alors être un produit significatif de revenu, en complément des revenus tirés des flexibilités nationales.

²⁹ Le potentiel de flexibilité est la capacité de flexibilité disponible si l'ensemble des véhicules électriques disponibles sur la période nécessaire offrent leur flexibilité. Cela suppose que 100 % des véhicules électriques ayant le bon scénario de recharge offrent leur flexibilité.



2.3 La valeur de la flexibilité locale à partager entre les acteurs, est de quelques dizaines d'euros/VE/an et peut atteindre ponctuellement 200 €/VE en cas d'incident réseau

La valeur créée pour la collectivité de la flexibilité issue du pilotage de la recharge est très variable selon les situations locales et les profils de recharge. Dans le cas le plus favorable parmi ceux étudiés, un parc de 800 véhicules électriques de salariés (profil de recharge A) pourrait être rendu flexible pour permettre au GRD d'éviter des coupures d'électricité en cas d'incident sur le réseau dans une situation urbaine (situation 1B). Si chaque véhicule fournit une flexibilité de ~10 kWh/an (soit l'équivalent d'une recharge quotidienne), cela pourrait créer une valeur maximum de 200 €/VE par incident pour l'ensemble des acteurs. Cette valeur ne correspond pas au montant obtenu par l'utilisateur du véhicule électrique, car elle doit être répartie entre cet utilisateur, le fournisseur de la flexibilité (notamment pour couvrir les coûts du pilotage et de la gestion de la flexibilité), les utilisateurs du réseau – ceux qui auraient été coupés et les autres – ainsi que le GRD.

A l'inverse, l'absorption des surplus locaux d'ENR ne permettent pas de dégager une valeur significative pour la collectivité. Cela est la conséquence d'une valorisation socio-économique différente : *l'énergie non distribuée*³⁰ est supposée avoir un coût de 9 à 20 €/kWh pour la collectivité ; à l'inverse, *l'énergie non injectée*³¹, est valorisée à hauteur de sa valeur sur les marchés, c'est-à-dire ~0,040-0,060 €/kWh. Il y a donc moins de valeur à absorber un surplus d'énergie qu'à résorber un manque d'énergie.

Dans les autres cas, la valeur est de l'ordre de quelques dizaines d'euros par véhicule et par an.

³⁰ Énergie que le réseau n'a pas pu distribuer au consommateur en ayant besoin, notamment à cause de coupures imprévues liées à une panne sur le réseau.
³¹ Énergie produite que le réseau n'a pas pu absorber.

			Profil A <i>Bornes entreprises</i>	Profil B <i>Bornes utilitaires</i>	Profil C <i>Bornes résidentielles</i>	Profil D <i>Bornes publiques</i>
Incidents	1A Nuit 2 MW			✓ Valeur collective maximum : 140 €/VE/incident	✓ Valeur collective maximum : ~20-35 €/VE/incident	
	1B Jour 1 MW		✓ Valeur collective maximum : 200 €/VE/incident			✓ Valeur collective maximum : ~75 €/bornes/incident
Travaux			←	✓ Maximum de 40 €/VE/chantiers	→	
Report d'investissement	3A Jour 1 MW		✓ Valeur collective maximum : 28 €/VE/an			✓ Valeur collective maximum : ~10 €/bornes/an
	3B h24 -1 à 45 MW		←	✓ Valeur collective inférieure à 100 €/VE/an	→	
ORI	4		← Valeur pour le site de ~50 à 70 €/VE/an pendant 10 ans →			
Surplus locaux D'ENR			← ✓ Valeur collective inférieure à 5 €/VE/an en moyenne →			

Figure 10: Valeur créée pour la collectivité par la flexibilité locale par application et profil de recharge.

Aide à la lecture de la Figure 10

- Dans la situation 1A, la participation des véhicules utilitaires (profil de recharge B) à la flexibilité locale pourrait permettre de créer une valeur de 140 €/VE/incident pour la collectivité, qu'il faudrait répartir entre les utilisateurs des VE, les autres utilisateurs du réseau, le distributeur, et les opérateurs privés.
- Dans la situation 3A, la valeur pour la collectivité créée par les Flottes d'entreprise ne dépasserait pas ~28 €/VE/an.



Sans préjuger de l'avenir, la valeur du pilotage nécessaire à la production d'une flexibilité locale est aujourd'hui 2 fois plus faible que celle issue du pilotage des offres tarifaires de prix existants (cf.§1.3). Cette dernière valeur se révèle à chaque occurrence (cf.§2.2) et est une opportunité nouvelle de rémunération.

On estime par ailleurs que moins de 1 % du parc de véhicules électriques sera localisé dans des zones en contraintes (sur la base des zones de contraintes actuelles) donc susceptible de participer à un mécanisme proposant de la flexibilité locale et, donc, d'être rémunéré pour cela.

Synergies possibles entre recharge d'un véhicule électrique et production solaire (PV)

Le réseau de distribution s'adapte simultanément au développement d'installations de production distribuée, le photovoltaïque et l'éolien, et au développement de nouveaux usages, les bornes de recharge. Si les consommations et les productions sont concomitantes, il peut exister des synergies à différentes échelles :

- **A l'échelle du site**, lorsque production et consommation sont au même endroit, le consommateur/producteur peut maximiser son autoconsommation et capter la valeur associée décrite dans la partie 1. Cela pourrait aussi permettre de réduire son impact sur le réseau, en limitant la puissance injectée et la puissance soutirée grâce à cette optimisation, sous réserve de la concomitance de ce pilotage dans la durée avec les besoins du réseau.
- **A l'échelle nationale**, les flexibilités fournies par les véhicules électriques, en complément des autres solutions de flexibilités, pourront faciliter l'intégration du photovoltaïque en permettant au marché et à RTE d'équilibrer le système électrique plus facilement. Elles peuvent aussi contribuer à lever des contraintes sur le réseau HTB.
- **A l'échelle du réseau local**, Enedis a mis en œuvre des solutions de flexibilités pour faciliter l'insertion des renouvelables dans le réseau, avec les Offres de Raccordement Intelligentes (ORI) pour les producteurs et le programme ReFlex S3REnR visant à augmenter la capacité des programmes S3REnR. Comme les autres flexibilités, les véhicules électriques pourront participer aux appels du marché.





Chapitre 3

La mise en œuvre d'un service de flexibilité pour le Réseau Public de Distribution est une action collective, nécessitant de rassembler de nombreux acteurs

De nombreuses parties prenantes doivent se coordonner afin de permettre aux utilisateurs de véhicules électriques d'offrir leurs services de flexibilité locale au RPD. D'une part, les acteurs de la mobilité électrique :

- **Le consommateur,**
- **L'opérateur de recharge,** qui gère les bornes de recharge (maintenance, contrôle des accès, pilotage, facturation, etc.),
- **Les constructeurs automobiles,** qui s'engagent sur la durée de vie, l'autonomie et la vitesse de charge de la batterie,
- **Le fournisseur d'énergie,** qui livre l'électricité, construit l'offre tarifaire, et fixe notamment les périodes tarifaires (semaine/WE, jour/nuit) et les prix de l'électricité,
- **Les collectivités locales,** incitatives en termes de déploiement de bornes de recharges et d'approvisionnement local et vert,
- **L'opérateur de services de mobilité,** intermédiaire entre les opérateurs de bornes et le consommateur à qui il donne accès aux différentes stations de bornes.
- **Les gestionnaires d'éco quartiers et des communautés énergétiques,** qui souhaitent développer le consommateur local.

Et d'autre part, les acteurs spécifiques à la flexibilité des véhicules électriques :

- **L'agrégateur de flexibilité,** prend en charge le pilotage de la charge de plusieurs consommateurs ou producteurs et agrège l'offre de flexibilité à destination du GRD ou GRT.
- **Le gestionnaire du réseau de transport (GRT),** qui assure l'équilibrage offre / demande d'électricité à l'échelle nationale et doit prendre en compte l'effet des flexibilités sur le réseau national,
- **Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD),** qui raccorde les infrastructures de recharge des véhicules électriques et facilite leur intégration au réseau.



Consommateur	<ul style="list-style-type: none"> • Avoir un véhicule fonctionnel et chargé au moment souhaité • Avoir le type d’approvisionnement en énergie souhaité (vert, local, etc) • Réduire les coûts associés à l’utilisation du VE
Agrégateur de flexibilité	Maximiser les volumes et la valeur de flexibilité fournis aux gestionnaires de réseau et aux marchés de l’électricité
Fournisseur	<ul style="list-style-type: none"> • Fournir l’électricité et les services associés au meilleur prix pour le client • Être un interlocuteur clé pour le client
Opérateur bornes de recharge	<ul style="list-style-type: none"> • Proposer les bornes de recharges et les services associés (pilotage, facturation, maintenance) qui répondent aux besoins des clients et maximiser la valeur tirée de ces services • Être un interlocuteur clé pour le client
Opérateur services mobilité	<ul style="list-style-type: none"> • Maximiser la taille de son réseau de bornes et de son portefeuille client • Être un interlocuteur clé pour le client
Constructeur Auto	<ul style="list-style-type: none"> • Proposer au meilleur rapport qualité / prix un véhicule répondant aux besoins des clients sur la durée (notamment autonomie, performance, fiabilité, durabilité) • Permettre de dégager de la valeur avec le pilotage de la charge sans impacter l’usage principal
Collectivité locale	Atteindre les objectifs fixés en termes de déploiement de bornes de recharge, d’immatriculation VE, de transition énergétique, d’approvisionnement local et vert, et de facilitation d’échanges locaux au sein de communautés d’énergie locale
GRD	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuer l’énergie aux consommateurs avec un excellent niveau de qualité (nombre de coupures, tenue de la tension) et de fiabilité • Faciliter au maximum le déploiement des véhicules électriques et les échanges entre les acteurs de l’énergie (ex : sur la flexibilité) • Réduire le coût de la distribution d’électricité pour la collectivité, et donc les coût d’intégration des VE
GRT	<ul style="list-style-type: none"> • Assurer l’équilibrage offre / demande de l’électricité en France • Réduire les coûts associés au transport et à l’équilibrage pour la collectivité, en permettant le développement des flexibilités

Figure 11 : Intérêts des différents acteurs

Une opération de flexibilité locale nécessite de combiner les objectifs de chaque contributeur.

Pour chacune des nombreuses interfaces entre ces acteurs, un cadre technique et commercial approprié devra être disponible.

Parmi ces interactions, certaines sont régulées ou disposent déjà d’un cadre défini (comme le versement fournisseur, etc.), tandis que d’autres sont quasiment vierges de toute réflexion ; pour celles-ci, un cadre devra être défini, soit dans un cadre commercial bilatéral, soit dans le cadre de processus régulés ou de cahier des charges définis en concertation avec l’ensemble des acteurs concernés. Exemples :

Entre le GRD et le GRT sur l’utilisation d’un gisement commun de flexibilité : jusqu’à présent, seul le GRT activait des flexibilités ; à l’avenir, les GRD seront également amenés à solliciter des ressources de flexibilité locales. Face à un gisement commun de flexibilités, les gestionnaires de réseau travaillent actuellement sur les modalités (processus, échange de données...) à mettre en œuvre pour permettre

un usage partagé de ce gisement avec pour finalités (i) la sûreté d’exploitation du réseau et (ii) la possibilité pour les acteurs de maximiser les opportunités de valorisation de leur flexibilité.





Bornes de recharge sur le parking de l'entreprise SAP à Mougins

Entre le constructeur automobile, le consommateur et les gestionnaires de pilotage de recharge sur la responsabilité de l'usure de la batterie : certaines formes de pilotage de charge (V2G / V2B / V2H) pourraient accélérer l'usure des batteries et ainsi remettre en question la promesse client ou la garantie du constructeur automobile concernant la durée de vie de la batterie. Ce dernier pourrait donc définir en amont les conditions d'usages couverts par la garantie (nombre de cycles complets de recharge moyen à effectuer, % de cycle maximum à effectuer pour neutraliser l'effet des cycles supplémentaires, puissance de recharge à privilégier, etc.). Les gestionnaires de pilotage pourraient s'engager auprès du consommateur final à effectuer le pilotage de la charge dans les conditions préconisées pour limiter l'usure de la batterie. Cependant, des conditions d'usages ou des prescriptions techniques trop strictes par le constructeur pourraient limiter la capacité de valorisation de la batterie ou freiner son développement.

Entre le fournisseur, le gestionnaire de bornes et l'agrégateur de flexibilité qui sont autant d'intermédiaires entre le consommateur et le GRD pour assurer la gestion du pilotage de la recharge : ces acteurs peuvent tous réaliser du pilotage de la recharge et ainsi revendiquer de la flexibilité. Dans certains cas, plusieurs acteurs peuvent avoir un impact sur le pilotage d'un seul véhicule : le fournisseur pour le pilotage lié aux tarifs horosaisonniers, l'agrégateur de flexibilité locale, l'agrégateur pour la flexibilité nationale. Il y aura dès lors un enjeu de traçabilité pour identifier les actions du pilotage de la recharge de chacun et en attribuer la responsabilité, selon des règles communes (antériorité, période de recharge, etc.).

Le grand nombre d'acteurs intervenant dans la mise en œuvre de la flexibilité locale n'est pas que le reflet des nombreuses étapes du processus technique ; il traduit également la variété des architectures techniques permettant le pilotage de la recharge, qui sont autant de façons de répartir les rôles de chaque acteur.





Chapitre 4

4. En tant que DSO, Enedis a un rôle de facilitateur essentiel pour la mise en œuvre opérationnelle du pilotage de la recharge

4.1 Plusieurs architectures offrant différentes fonctionnalités permettent de réaliser le pilotage de la recharge

En fonction de ses besoins, le consommateur peut choisir une solution technique de pilotage³² de la recharge adaptée à sa solution de recharge ; elles ont néanmoins des conséquences sur les fonctionnalités attendues et les valeurs accessibles.

Les principales fonctionnalités attendues dans une solution technique de recharge sont :

1 Le comptage de la consommation et / ou de l'injection d'électricité du véhicule électrique, pour permettre un suivi et fournir de nombreux services associés à la recharge (génération de facturation, notes de frais, gestions de forfaits, association avec une offre d'électricité verte, etc.) ;

2 Le pilotage de la recharge, c'est-à-dire l'activation sur ordre ou programmation de la recharge/décharge, et le réglage de sa puissance en fonction de celle du foyer/bâtiment ;

3 Le contrôle du réalisé, c'est-à-dire la mesure et la vérification de la flexibilité fournie, notamment en comparant la consommation réelle d'électricité du site à sa valeur théorique si la flexibilité locale n'avait pas été activée.

CAHIER DES CHARGES DE LA SOLUTION TECHNIQUE

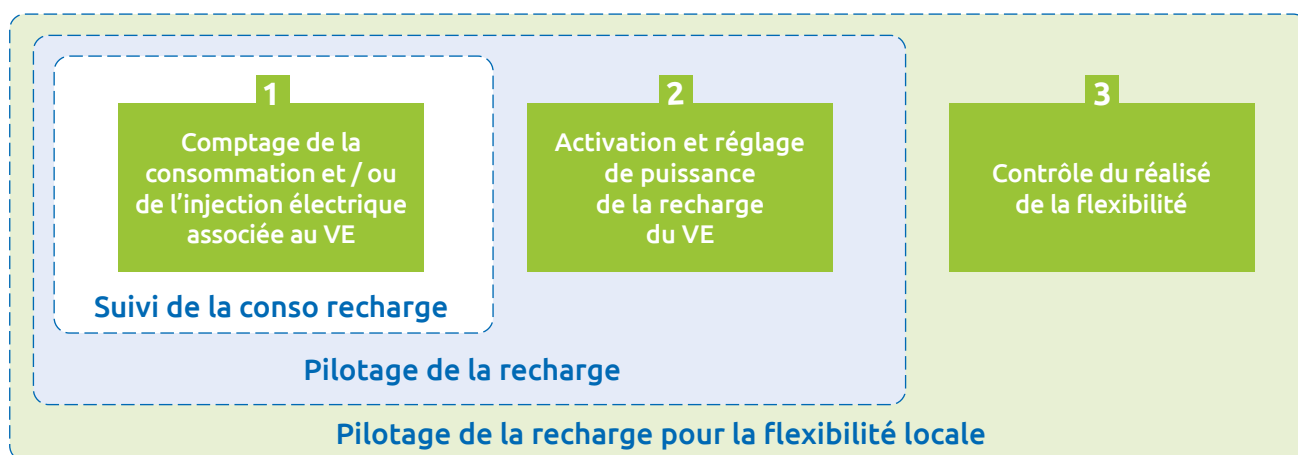


Figure 12 : Principales fonctions de la solution technique attendues par le consommateur

³² Ce document n'a pas pour objectif de lister les différents moyens de pilotage existants (Téléphone et Apps mobile, bornes, comptage, véhicules).

Le choix de la solution technique par l'utilisateur dépendra du type de site, de la disposition des lieux, et des fonctionnalités souhaitées. Il existe une grande variété d'architectures mais on retrouve 3 cas principaux schématisés en Figure 13 dans le cas d'une recharge individuelle. Ces 3 cas se distinguent selon la capacité à isoler, en termes de comptage électrique,

le véhicule du site où il se recharge (par exemple, le schéma I ne le permet pas, alors que le schéma III revient à isoler complètement le véhicule), et la capacité à fournir une mesure opposable aux différents acteurs sur ces deux périmètres (par exemple le schéma II permet d'isoler le véhicule, mais ne permet pas un contrat de fourniture séparé).



En termes d'usages:

- Le schéma I permet un pilotage de la recharge simple s'appuyant sur les offres tarifaires. L'activation automatique de la recharge est réalisée grâce au compteur Linky. Les applications des véhicules électriques permettent aussi un pilotage simple de la recharge, mais ces dernières ne sont pas « actionnées » par une offre tarifaire. Des services de facturations peuvent être fournis par des acteurs tiers, notamment grâce à des compteurs embarqués dans le véhicule.
- Le schéma II est adapté aux installations tertiaires, industrielles ou à l'habitat collectif, car il permet un sous-comptage et donc une répartition des frais de recharges. Néanmoins, la flexibilité offerte par le pilotage

de la recharge, mesurée aux bornes du site, peut être « masquée » par la consommation de ce site – par exemple, si la consommation du site augmente lorsque l'effacement de la recharge est lancé.

- Le schéma III permet d'une part de mesurer la flexibilité liée à la recharge sans être masqué par la consommation/production du site, et d'autre part de choisir un contrat de fourniture ad hoc pour la recharge, distinct de celui du site. A noter que le schéma III ne permet pas de mutualiser les consommations d'énergie et les puissances consommées entre le site et le véhicule, ce qui limite la valeur du pilotage de la recharge au bénéfice de l'utilisateur.

Méthode de contrôle du réalisé

Le « contrôle du réalisé » est la méthode d'évaluation de la flexibilité fournie par les véhicules, en comparant la consommation réelle d'électricité flexibilisée à la consommation de référence si la flexibilité locale n'avait pas été activée. Plusieurs méthodes du contrôle du réalisé sont proposées par Enedis pour déterminer la consommation de référence.

Pour les sites diffus, notamment résidentiels, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kW:

- **La méthode des « panels »**, qui compare à une maille agrégée la consommation des sites qui réalisent de la flexibilité avec celle d'un panel de sites miroirs non flexibilisés. Pour être adaptée au pilotage de la recharge, la constitution du panel miroir doit naturellement intégrer des sites avec véhicules électriques.
- **La méthode « par défaut », du « rectangle simple »**, considère la consommation avant l'activation de la flexibilité comme référence. Elle s'applique uniquement à des activations de durée inférieure ou égale à 2 heures consécutives. Elle est peu adaptée pour modéliser des consommations variables au cours du temps – par exemple, une activation de flexibilité concomitante au démarrage d'un ballon d'eau chaude.

Pour les sites d'habitat collectif et les entreprises, dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kW

- **Les méthodes de comparaison avec l'historique** (« historique de consommation », « k plus proches voisins historiques ») qui ne sont valables que pour les sites ayant une consommation de forme régulière.
- **Les méthodes par « prévision de consommation »**, proposées pour les sites en HTA et BT > 36 kW, préalablement homologués.



4.2 Le compteur communicant Linky, une solution matérielle et logicielle pouvant répondre aux attentes des consommateurs

Le compteur communicant Linky dont le déploiement par Enedis est en cours sur l'ensemble du territoire, offre une solution simple de pilotage de la recharge. Au-delà de sa fonction de comptage, le compteur communicant Linky est une solution d'activation et de contrôle du réalisé du pilotage de la recharge grâce à ses capacités techniques. Dans le schéma technique I, Linky est suffisant pour mobiliser et valoriser la valeur du pilotage de la recharge, hors flexibilité locale. Par ailleurs, Linky est aussi un socle pour des services complémentaires, en produisant les données permettant de les réaliser. 28 millions de foyers sont déjà équipés de Linky, et le déploiement sera terminé d'ici la fin de l'année 2021.

Linky dispose de nombreuses fonctionnalités permettant de réaliser les services associés à la recharge, notamment :

Comptage et suivi de la recharge :

- Linky peut mesurer la consommation et l'injection (séparément) à des pas de temps adaptés sur demande de l'utilisateur (de quelques heures à 10 minutes) ;
- Linky affiche en temps réel la consommation sur son écran et peut communiquer avec un outil de visualisation à l'intérieur du site.

Activation du pilotage de la recharge :

Linky peut activer et désactiver des équipements en fonction du temps et des tarifs, via des « contacts secs », ce qui permet d'asservir les équipements. Le compteur Linky permet de piloter simplement (par liaison filaire ou radio avec ajout d'un émetteur radio) un équipement et peut piloter jusqu'à 8 équipements, si l'utilisateur dispose d'un gestionnaire d'énergie. Chaque équipement peut être piloté par les offres tarifaires.

Contrôle du réalisé :

Linky met à disposition les données pour faire le contrôle du réalisé.

Enedis développe des solutions de suivi de l'énergie favorisant la mise en œuvre des communautés énergétiques locales³³. Ces solutions sont opérationnelles pour les projets d'autoconsommation collective, afin d'attribuer l'énergie produite localement à différents consommateurs. Elles sont déployées sur plus de 35 projets. Par ailleurs, Enedis poursuit ses travaux, afin de proposer des solutions pour :

1. Certifier l'origine de l'énergie de recharge (verte, locale, et produite simultanément à la consommation).
2. Gérer et attribuer l'énergie produite et consommée localement entre les utilisateurs du réseau, afin de leur permettre d'échanger l'énergie localement en fonction de leurs besoins, et de faciliter la contractualisation entre eux.

Ces travaux visent à faciliter les projets des différentes parties prenantes – utilisateurs des véhicules électriques, acteurs privés, collectivités locales – pour leur permettre d'obtenir et de garantir une source d'électricité locale et verte pour leurs usages.



³³ Les communautés énergétiques sont définies dans deux directives distinctes du « Clean Energy Package ». La directive sur les énergies renouvelables (UE) 2018/2001 établit le cadre des "communautés d'énergie renouvelable" couvrant les énergies renouvelables. La directive révisée sur le marché intérieur de l'électricité (UE) 2019/944 introduit de nouveaux rôles et responsabilités pour les "communautés énergétiques citoyennes" dans le système énergétique couvrant tous les types d'électricité.



4.3 Enedis, acteur du développement du pilotage de la recharge et des flexibilités locales

Les utilisateurs du réseau de distribution sont les principaux bénéficiaires du pilotage de la recharge. En effet, plus la recharge est pilotée, et meilleure sera l'insertion du véhicule électrique dans le réseau. Le bénéfice, pour le système électrique et la collectivité, en revient à tous les utilisateurs du réseau.

En tant que gestionnaire de ce réseau, Enedis participe à l'identification des besoins et de la valeur du pilotage de la recharge :

- Pour le pilotage de la recharge au bénéfice du consommateur, Enedis participe à l'établissement des signaux tarifaires tel que le TURPE, en définissant les plages horaires de ces signaux tarifaires par zones géographiques et en propageant le signal de changement de plage jusqu'au compteur de la maison.
- Pour le pilotage de la recharge pour la flexibilité locale, Enedis identifie les zones d'opportunités de service de flexibilité, organise les appels d'offres pour sourcer les flexibilités locales. En phase d'exploitation, Enedis valide l'ordre d'activation aux fournisseurs de service de flexibilité.

La mise en œuvre de la flexibilité impose des échanges financiers entre de nombreux acteurs du marché de l'électricité. Enedis est donc non seulement un utilisateur de la flexibilité locale, mais aussi le tiers de confiance pour l'ensemble des parties prenantes – consommateurs, acteurs du marché, autorités publiques –. Pour cela, Enedis :

- certifie les entités d'agrégation et initie les tests de flexibilité pour valider leur conformité ;

- se charge de la mesure de consommation ou d'injection d'énergie faisant foi face au marché, et effectue le contrôle du réalisé pour déterminer le niveau de flexibilité ;
- détermine (de manière identique à ce qui existe sur les marchés nationaux) les flux et les échanges entre les différents acteurs privés et publics suite à la réalisation de la flexibilité ;
- communique ces informations aux acteurs concernés.

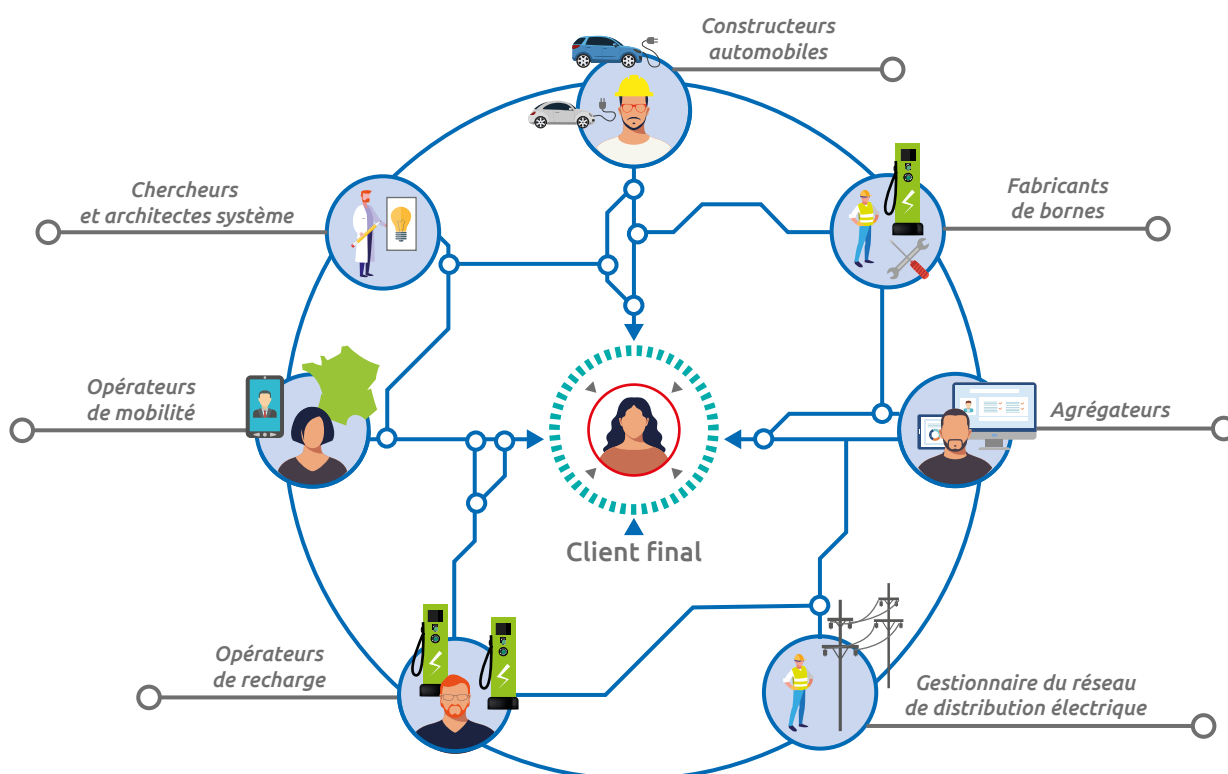
Le marché de la mobilité électrique évolue rapidement, porté notamment par la baisse des coûts et par une sensibilité environnementale croissante. Afin d'accompagner le développement de la filière, et de faciliter son intégration continue au système, Enedis initie ou s'implique dans différents projets de R&D, de démonstrateurs et d'élaboration de cadres organisationnels et réglementaires (standards, protocoles, ...). En outre, Enedis réalise, au sein d'un nouveau laboratoire inauguré en 2020, des tests de pilotage de la recharge pour sa propre flotte interne et pour contribuer à la mise au point de solutions de pilotage intelligent de la recharge, comme par exemple dans le cadre des différents démonstrateurs en cours.



4.4. Innovation et "aVEnir" du pilotage de la recharge

Pour poursuivre le développement du pilotage de la recharge, Enedis s'est engagée dans plusieurs démonstrateurs en France et en Europe sur les véhicules électriques et/ou la flexibilité, qui permettent d'expérimenter les bénéfices du pilotage de la recharge dans des situations concrètes. Dernièrement, Enedis a lancé le projet aVEnir, auquel participent 11 partenaires sur la métropole de Lyon et la région Sud Provence Alpes Côte d'Azur entre 2019 et 2022. Ce projet a pour objectifs :

- D'expérimenter en condition réelle, différentes situations de pilotage de bornes de recharge de véhicules électriques et leurs interfaces avec le réseau public de distribution,
- De tester des solutions de recharge intelligente pour faciliter l'intégration des véhicules électriques sur le réseau (notamment grâce aux techniques de Vehicle to Grid – V2G – et de synchronisation entre recharge et production solaire),
- D'évaluer les opportunités apportées par les véhicules électriques pour la gestion des flexibilités locales sur le réseau électrique pour accompagner le développement de la mobilité électrique à grande échelle grâce au levier des flexibilités.



Chaque partenaire met son expertise au service de cette expérimentation jusqu'au client final.



Par ailleurs, Enedis suit les développements dans les autres pays européens, afin de coordonner les travaux à l'international et de tirer des enseignements pour la France. Enedis, membre de eDSO, l'association européenne des gestionnaires de réseaux de distribution, est contributrice des travaux européens portant sur la coordination entre les GRT et les GRD.

Les études et projets portant sur le pilotage de la recharge pour la flexibilité locale seront donc poursuivis par Enedis. Plusieurs sujets essentiels sont déjà identifiés :

- La mesure de l'impact de la flexibilité sur l'usure des batteries avec des constructeurs automobiles ;
- La capacité du véhicule électrique à fournir de la flexibilité en basse tension ;
- L'évolution des comportements des utilisateurs et leur adaptation à la mobilité électrique ;

- Des situations de niches pouvant avoir un intérêt potentiel, comme les gestionnaires de parking de gare ou d'aéroports (stationnement longue durée) qui pourraient valoriser les batteries des voitures stationnées.

Sur les sujets opérationnels, Enedis travaille au côté de RTE pour simplifier la coordination des acteurs pour l'exploitation et la valorisation du pilotage, en permettant de le réaliser au bénéfice du réseau national, du réseau local, et de l'utilisateur. De plus, Enedis développe des solutions opérationnelles (ex : suivi de l'énergie dans le cadre d'autoconsommation collective, raccordement « indirect », etc.) pour permettre aux acteurs de proposer des services associés à la recharge des véhicules électriques, comme des offres de fournitures « vertes », locales, des solutions de suivi de consommation, etc.





Annexe méthodologique

1.1 Méthode d'évaluation de la valeur du pilotage de la recharge face aux offres de prix existants

L'évaluation de la valeur du pilotage de la recharge face aux offres tarifaires existantes est basée sur **la différence entre le coût d'une recharge pilotée et d'une recharge « naturelle »**. Le pilotage est optimisé pour minimiser le coût de la recharge, en fonction des différents signaux de prix, qui sont les différents éléments de la facture pour recharger le véhicule.

Le comportement de la recharge naturelle retenu dans l'étude suit les règles suivantes: dès le branchement du véhicule à la borne ou à une simple prise, la recharge débute jusqu'à pleine charge, à hauteur de la puissance maximum de la borne³⁴. Dans le cadre de la recharge pilotée, le comportement de la recharge est modifié pour minimiser les éléments de factures, c'est-à-dire: (1) décalée aux heures où l'électricité est la moins chère et (2) modulée tout au long de la plage horaire potentielle de la recharge pour réduire au maximum la puissance appelée, (3) optimisée en fonction de la consommation du site, (4) synchronisée en fonction de la production locale, **tout en respectant les contraintes du profil de recharge**.

Les profils de recharge sont donc des hypothèses d'entrée qui définissent les plages horaires où les véhicules se branchent, peuvent se charger, et les puissances maximales appelées, correspondent aux puissances des bornes de recharge. Pour chaque signal de prix, une valeur basse et une valeur haute sont définies.

L'optimisation de la recharge face au prix variable de l'électricité

Cette optimisation permet de consommer l'électricité nécessaire au véhicule lorsque le tarif est le moins cher et non pas nécessairement lorsque le véhicule se branche. Elle dépend donc principalement:

- De la consommation électrique du véhicule, en MWh/an ou en kWh/j;
- De l'offre d'électricité utilisée par l'utilisateur du véhicule électrique, qui détermine les plages horaires des heures creuses – les moins chères – des heures pleines – les plus chères - et les niveaux de prix associés à chacune de ces plages horaires.

Exemple pour un véhicule résidentiel : un véhicule résidentiel consommant 3,4 MWh/an – soit 15 000 km avec une consommation de 23 kWh/100 km - pouvant décaler sa recharge en HC alors que la recharge naturelle était en HP, et en supposant un tarif 4,5 c d'€/kWh TTC moins cher en HC qu'en HP, peut économiser 155 €/an TTC grâce au pilotage de la recharge (**valeur maximum retenue**).

³⁴ Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice, car la puissance appelée diminue généralement en fonction de l'avancement de la charge, notamment lorsque le véhicule est déjà chargé à plus de 80 %.




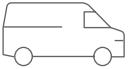
Type de véhicule	Distance annuelle parcourue (km)	Consommation (kWh/km)	Taille de la batterie (kWh)	Profil de charge associé
 Véhicule particulier A , compacte type Zoé	12 000	16 kWh/100 km	50 kWh	Profil C
 Véhicule particulier B , berline type Tesla	15 000	23 kWh/100 km	80 kWh	Profil C
 Véhicule commercial , berline type Tesla	15 000	23 kWh/100 km	80 kWh	Profil A
 Véhicule utilitaire	20 000	27 kWh/100 km	80 kWh	Profil B

Tableau 1 : hypothèses des caractéristiques de véhicules retenus et de leurs usages

Pour évaluer la consommation électrique du véhicule, plusieurs types de véhicules et d'usages sont associés aux différents profils de recharge.

Les offres d'électricité utilisées en hypothèses sont les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) « bleu » HC/HP – avec des heures creuses la nuit de 23 heures à 7 heures – pour le profil résidentiel (profil C) et la structure historique des anciens TRV « jaunes » pour les entreprises (profils A et B). La recharge « opportuniste » (profil D), dans la rue, suppose qu'il n'est pas possible de décaler la recharge, et donc il n'y a pas de valeur associée.

L'optimisation de la recharge face au prix de l'abonnement d'électricité

Cette optimisation consiste à modifier la puissance de la recharge, en fonction de celle du site, afin de minimiser la puissance totale souscrite dans l'abonnement d'électricité. La recharge naturelle pourrait impliquer d'augmenter la puissance de l'abonnement jusqu'à hauteur de la puissance de la borne de recharge. L'optimisation vise à minimiser cet appel de puissance supplémentaire, tout en assurant une puissance de recharge suffisante pour le besoin du véhicule.

Cette évaluation dépend :

- Du comportement de consommation électrique des sites de recharge, à laquelle la consommation du véhicule va s'ajouter ;
- De la puissance des bornes de recharge, définie dans les hypothèses de profils de recharge ; pour les entreprises, l'hypothèse de taille de flotte de véhicule (20 VE par site) permet de mettre en regard l'impact d'une flotte de véhicules électriques face au reste de la consommation du site ;
- De la structure tarifaire retenue.

Exemple pour un véhicule résidentiel : si le pic de consommation du logement est à 19 heures, que le véhicule électrique se raccorde en fin de journée avec une borne de 3 kW, la recharge naturelle pourrait inciter l'utilisateur à augmenter son abonnement jusqu'à 3 kW. En décalant la recharge la nuit, lorsque le logement consomme peu, le pilotage de la recharge peut éviter d'augmenter l'abonnement, lui permettant un gain de 3 kW d'abonnement soit 30 €/an pour son véhicule. Dans le cas d'une borne de 7 kW, ce gain peut atteindre 70 €/an (valeur maximum retenue).

À l'inverse, si la pointe de consommation est en journée, ou que le site a de la marge sur la puissance d'abonnement pour d'autres raisons, le gain de cette optimisation peut être nul.

Pour tous les profils, la valeur basse retenue est zéro pour cette optimisation. Les comportements de consommation moyenne des sites utilisés correspondent à :

- Celui d'un site résidentiel consommant 6,5 MWh/an (logement avec chauffage) et avec une pointe de consommation sur le créneau 19h-20h est utilisé pour le profil de recharge C ;
- Celui d'un site d'entreprise consommant 300 MWh/an, principalement en journée, pour le profil de recharge A et B.

Les mêmes structures tarifaires (TRV bleu HC/HP et TRV Jaune) que pour l'optimisation du coût variable ont été utilisées ; elles permettent de valoriser le coût moyen supplémentaire d'un kW de puissance d'abonnement à hauteur de ~10€/kW/an pour le résidentiel, et de 30 à 40 €/kW/an pour les entreprises.



Exemple pour une flotte de 20 utilitaires se rechargeant sur des bornes de 11 kW (profils de recharge B) : si le site n'a pas de puissance disponible, la recharge naturelle nécessiterait 176 kW de puissance souscrite supplémentaire³⁵. Grâce au pilotage de la recharge, en l'étalant dans la durée et sur les différents véhicules, seuls 3,5 kW par VE sont nécessaires pour assurer la recharge, soit 70 kW pour la flotte de 20 véhicules. Par ailleurs, comme la consommation du site est plus faible la nuit qu'à 20h de 28 kW (hypothèse du comportement de consommation de l'entreprise), seuls 42 kW supplémentaires doivent être souscrits, soit un gain permis par le pilotage de la recharge de 134 kW de puissance souscrite, soit 265 €/VE/an maximum (à 40 €/kW/an), **valeur maximum retenue**.

L'optimisation de la recharge face au coût de raccordement

Dans les situations favorables au véhicule électrique, il n'y a pas de coût de raccordement, car le raccordement initial existe et est suffisant pour absorber l'augmentation de puissance liée au raccordement des véhicules électriques. Il n'y a alors pas d'optimisation à réaliser, et **la valeur basse est zéro**.

Dans des situations moins favorables, l'hypothèse du coût d'investissement du raccordement/renforcement unitaire retenu pour l'étude est de 90 €/kW ; Il s'agit d'une part d'un majorant, et d'autre part des réseaux HTA. Il est fait une extrapolation pour un réseau BT pour les besoins de cette étude. On suppose que le consommateur répartit ce coût sur 10 ans, soit 9 €/kW/an.

Exemple pour une flotte de 20 utilitaires : en reprenant le gain de 134 kW de puissance grâce au pilotage de la recharge de la flotte des 20 utilitaires d'entreprise, cela correspond à un gain de ~60 €/an/VE.

Pour le cas résidentiel, la valeur maximum est de 63 €/an/VE. Elle est rarement réalisée, car une minorité de cas nécessiteront un renforcement amont du réseau, renforcement pouvant de plus être intégré au TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) pour des besoins globaux.

Valeur d'autoconsommation

La valeur d'autoconsommation nécessite une installation photovoltaïque sur le site de recharge du véhicule électrique. **La valeur basse est donc zéro**, correspondant à une situation où il n'y aurait pas de photovoltaïque.

Si des panneaux PV sont présents, la valeur dépend :

- De la puissance photovoltaïque installée – nous retenons une hypothèse de 6 kWc pour les profils résidentiels et de 100 kWc pour les profils d'entreprises ;
- Du comportement de consommation du site. Ceux retenus – les mêmes que pour les autres signaux de prix – correspondent à un taux d'autoconsommation initial de ~35 % pour les particuliers et de 92 % pour les entreprises avec les courbes de consommation retenues ;
- De la disponibilité des véhicules électriques pour être rechargés lorsqu'il y a du soleil – ce n'est pas le cas des véhicules utilitaires qui sont en tournée en journée (profil de recharge B). Même pour des profils de recharge très réguliers, cette disponibilité varie dans l'année, car le soleil est présent en soirée et en matinée l'été.
- De la valeur associée à la maximisation de l'autoconsommation, qui peut être de 0 à 35 €/MWh pour les entreprises et de 35 à 80 €/MWh pour les particuliers³⁶.

Le calcul détermine la part de production solaire dans le cas de la recharge naturelle, puis maximise cette part en déplaçant la consommation de la nuit, généralement au matin.

Exemple pour un véhicule résidentiel sur un logement avec photovoltaïque, le véhicule peut se recharger l'été en fin d'après-midi avec la production de soleil restante, et le week-end en journée. Les analyses montrent qu'avec une borne de 7 kW, il est envisageable d'utiliser jusqu'à 600 kWh d'énergie solaire (principalement d'avril à septembre) pour recharger le véhicule dans le profil de recharge C. En optimisant le pilotage, il est possible de consommer 1 250 kWh d'énergie solaire. Dans ce cas, le gain du pilotage est de ~650 kWh/an autoconsommé supplémentaire, soit une valeur de 20 à 30 €/MWh pour un consommateur sous le tarif HC/HP pour une valeur de ~35 €/MWh autoconsommé supplémentaire.

35 Soit $80\% \times 20 \times 11$ - en supposant qu'un coefficient de foisonnement des charges, retenu initialement, permettait déjà de réduire la puissance totale, à hauteur de 80 % de la somme des puissances. Ce coefficient est supposé à 50 % pour les flottes d'employés (profil de recharge #A), les exigences opérationnelles de la recharge étant moins fortes.

36 Cette valeur correspond entre la différence d'un coût de recharge lorsque l'électricité est consommée du réseau – 13,5 et 18 €/kWh pour les clients particuliers, et entre ~6 et 10 €/kWh pour les entreprises- et le coût de la production PV qui aurait été réinjectée sinon, valorisé ~6 €/kWh pour les entreprises et ~10 €/kWh pour les clients particuliers.

Le profil de recharge D consistant en une recharge en voirie, ne bénéficie pas de cette valeur.

La somme des valeurs liée aux signaux de prix donne une valeur majorante totale liée au pilotage de la recharge face aux signaux de prix existants, hors V2H/V2B. Pour le cas résidentiel, la valeur maximum étudiée, dont le calcul de chaque part élémentaire a été décrit ci-dessus, est donc de 318 €/VE/an³⁷.

Valeur supplémentaire liée au V2H/V2B

La valeur supplémentaire liée au V2H/V2B est déterminée de manière incrémentale, en permettant au véhicule électrique de se décharger tant qu'il répond aux contraintes d'utilisation. Elle a été évaluée selon les mêmes hypothèses que celles de chacune des briques de valeur concernée; certaines hypothèses supplémentaires sont retenues:

- Efficacité du cycle recharge/décharge de ~81 % (90 % à la recharge, 90 % à la décharge) ;

- État minimum de charge des batteries des véhicules fixé à 35 % pour ne pas accélérer l'usure de la batterie ;
- Aucun coût d'usure n'est intégré.

La valeur du V2H/V2B n'est pas évaluée pour réduire la puissance souscrite ou de raccordement, car ces puissances sont déjà dimensionnées et optimisées pour réduire l'impact du véhicule électrique en rechargeant à faible puissance sur toute la plage possible, et que dans les cas étudiés, le véhicule ne permet pas de réduire la puissance du site auquel il se raccorde.

Le V2H/V2B optimise donc à la marge les valeurs liées à l'énergie, par exemple en déstockant un peu d'énergie le soir et le matin tôt, lorsque ce sont les heures pleines. Pour les profils de recharge résidentiels, la valeur de V2G peut atteindre 20 €/VE/an.

Par exemple, pour le cas résidentiel, la valeur du V2H est estimée à 20-30 €/MWh.

2.2 Méthode d'évaluation de l'intérêt du pilotage de la recharge pour la flexibilité locale

Estimation de la valeur pour la collectivité du pilotage de la recharge pour la flexibilité locale

La valeur de la flexibilité locale estimée correspond à la valeur maximale pour la collectivité : cette valeur devra être répartie entre les différents acteurs – utilisateurs du réseau, distributeur, opérateurs de flexibilité, utilisateur du véhicule électrique, etc. L'évaluation est basée soit sur des valeurs normatives et unitaires de coût pour la collectivité de l'énergie non distribuée aux consommateurs, soit sur les gains liés au report d'un investissement, décrites dans la Figure 7 et publiées par Enedis³⁸ en 2019.

L'estimation de la valeur du pilotage de la recharge pour la flexibilité locale est basée sur des situations réelles dont les besoins de flexibilités ont été étudiés en détail par Enedis. Ces analyses permettent de connaître, dans différents contextes illustratifs :

- La **puissance nécessaire de flexibilité** sur chaque situation (1, 2, 3 MW...);
- La **plage horaire** du besoin de flexibilité (ex : nuit/jour) ;
- L'**espérance du besoin annuel de flexibilité** – c'est-à-dire le volume annuel moyen d'utilisation de la flexibilité qui peut être espéré par les fournisseurs de flexibilité, s'ils fournissent la flexibilité plusieurs années – défini en MWh de flexibilité fournis et qui permet d'évaluer la valeur pour la collectivité de la flexibilité locale.

Par ailleurs, pour chaque profil de recharge, la flexibilité moyenne pouvant être offerte par un véhicule électrique (en kW/VE) a été définie comme étant égale à la puissance moyenne de recharge du véhicule, en fonction de son usage (en kWh/j) et de la plage de recharge définie par le profil (en h/j de recharge).

Exemple pour une flexibilité portée par des véhicules électriques résidentiels :

- ayant besoin de 12 kWh de charge sur une période de 8h du soir à 8h du matin a une puissance moyenne de 1 kW, qu'il peut fournir au réseau, quitte à se recharger plus tard.
- un parc de 500 véhicules de ce type peut alors fournir une flexibilité de 500 kW sur la plage horaire de 8h du soir à 8h du matin : en supposant que chacun des 500 véhicules se recharge 1 kW en moyenne sur la période, ils peuvent s'effacer et chacun fournir 1 kW de flexibilité, soit 500 kW sur les 500 véhicules.

Sur une zone théorique ayant besoin d'une **puissance de 500 kW de flexibilité** sur cette période, ce parc automobile suffirait donc à répondre au besoin. Si l'**espérance du besoin annuel de flexibilité** est de 3 000 kWh/an, cela correspond à une valeur espérée totale de 60 000 €/an (à 20 €/kWh, la valeur maximum) soit une valeur maximum pour la collectivité de 120 €/VE/an.

37 Soit 155 + 70 + 63 + 30 €/VE/an.

38 Vision Enedis sur les flexibilités.

Estimation de la capacité des véhicules électriques à être significatifs pour offrir de la flexibilité locale

L'évaluation de la capacité des véhicules électriques à fournir suffisamment de flexibilité localement par rapport au besoin, est réalisée à partir :

- D'une **estimation du développement du véhicule électrique dans chacune des zones en contraintes** étudiées, à partir des scénarios prospectifs d'Enedis concernant les véhicules électriques et les points de recharge, qui sont établis à la maille communale et par type (résidentiel, entreprise, publics, etc.) (en nombre de véhicules électriques),

- De la **flexibilité moyenne pouvant être offerte par un véhicule électrique** dans chaque profil de recharge, déterminé précédemment (kW/VE),
- De la **puissance nécessaire de flexibilité** sur chaque situation (1, 2, 3 MW).

Ainsi, si une zone de contrainte nécessite 2 MW de flexibilité locale, 2 000 véhicules électriques pouvant apporter une flexibilité moyenne de 1 kW/VE sont nécessaires.



Enedis, partenaire de la mobilité électrique partout et pour tous

Table des figures

Figure 1	Pilotage temporel de la recharge dans le cas d'un tarif heure creuse /heure pleine	12
Figure 2	Pilotage de la puissance de la recharge	13
Figure 3	Pilotage pour maximiser le taux d'autoconsommation	14
Figure 4	Exemple de pilotage de la recharge V2H/V2B pour optimiser la valeur d'autoconsommation	14
Figure 5	Intervalle de valeur du pilotage de la recharge sur les signaux existants par rapport à la recharge naturelle (hors V2H/V2B/V2G)	16
Figure 6	Décomposition de la valeur selon le signal prix, dans les cas de valeur maximum (hors V2H/V2G)	16
Figure 7	Les différentes applications de la flexibilité locale et leurs caractéristiques.....	22
Figure 8	Hypothèses pour les illustrations de situations de besoin de flexibilités locales	22
Figure 9	Analyse de la capacité de chaque scénario de recharge à participer à la flexibilité locale et volume de véhicules électriques minimum nécessaire pour y répondre – hors V2G.....	24
Figure 10	Potentiel de flexibilité des véhicules électriques en % du besoin local sur les exemples.....	26
Figure 11	Intérêts des différents acteurs	30
Figure 12	Principales fonctions de la solution technique attendues par le consommateur	33
Figure 13	Description des 3 architectures techniques courantes et des valeurs accessibles	34

Définitions et abréviations

Les principales abréviations utilisées dans le rapport sont:

BT	Basse Tension	ORI	Offre de Raccordement Intelligente
ENR	Energie Renouvelable	PV	Photovoltaïque
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution	RPD	Réseau Public de distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport	VE	Véhicules Electriques
HC	Heures Creuses	V2B	Vehicle-to-Building
HP	Heures Pleines	V2G	Vehicle-to-Grid
HTA	Haute Tension A ou Moyenne Tension (20 kV)	V2H	Vehicle-to-Home
HTB	Haute Tension B, du réseau de transport électrique		

Retrouvez-nous sur Internet



enedis.fr



[enedis.officiel](https://www.facebook.com/enedis.officiel)



[@enedis](https://twitter.com/enedis)



[enedis.officiel](https://www.youtube.com/enedis.officiel)