Smart charging des véhicules électriques : analyse économique de la création de valeur pour le système électrique

Frédéric Gonand*

@ 14564

Mots-clés : véhicules électriques, système électrique, modélisation, batteries

Cet article analyse la création de valeur pour le système électrique liée au* smart charging *des véhicules électriques (V2G), à partir de la meilleure littérature académique en économie. Il caractérise les effets économiques du* smart charging*, qualitativement et quantitativement : reprofilage temporel de la demande journalière d'électricité, effets sur les investissements dans le parc de centrales de production contrôlable, écrêtement et investissements dans des centrales de production d'énergies renouvelables, services système… Il présente de nouveaux modèles intégrés publiés récemment. Au total, l'effet économique net sur le conducteur serait favorable mais relativement faible en moyenne.

Nous employons ici l'expression *smart charging* (en français, «recharge [économiquement] intelligente») au sens anglo-saxon du *vehicle-to-grid* (V2G), à savoir le flux bidirectionnel d'électricité entre un véhicule électrique et un système électrique (composé d'un réseau et d'un parc de production)[1]. Le V2G est l'une des technologies de stockage de l'électricité où le flux d'énergie, vers ou depuis le véhicule, est en partie contrôlé par le système électrique en fonction de ses besoins, suivant un signal-prix en temps réel. Aux heures où les véhicules électriques (ou hybrides rechargeables) sont garés et ne roulent pas, leur capacité de stockage d'énergie peut être déchargée durant les heures de pointe, et rechargée en dehors de la pointe. L'idée du *smart charging* est de recharger le véhicule aux heures où le prix de gros de l'électricité est relativement faible, lorsque la demande est faible ou lorsqu'apparaît un excédent de capacité de production lié aux énergies renouvelables (EnR) intermittentes.

Dès 1997, un article académique remarque que les véhicules électriques (VE) peuvent constituer une source d'énergie pour les systèmes électriques. Kempton et Letendre [1997] considéraient alors que la valeur pour le système électrique du stockage dans les batteries de véhicules électriques dépasse le coût du branchement et de la réduction de la durée de vie de la batterie du véhicule. Cette étude suggérait déjà qu'un système électrique qui utilise l'énergie stockée dans ces véhicules tire profit d'une réduction de coûts et d'une meilleure intégration à grande échelle des EnR intermittentes. Elle évaluait le gain actualisé net pour le système électrique et le coût d'usage du propriétaire du véhicule. Elle abordait déjà la problématique d'incitation du conducteur à participer au *smart charging*.

Cet article fournit une analyse de la création de valeur économique pour le système électrique liée au *smart charging* des véhicules électriques. Sans viser à l'exhaustivité, nous concentrons notre effort sur les articles publiés dans les revues

* Université Paris Dauphine-PSL, LEDA-CGEMP.

scientifiques à comité de lecture les mieux cotées (notamment dans le classement SJR – *Scimago Journal Ranking*), à titre de gage de qualité académique. Il s'agit alors de fournir un « portrait-robot » des effets économiques du *smart charging*, qualitativement et quantitativement. Le scénario contrefactuel est celui de véhicules électriques sans *smart charging*. À cette fin, cet article mobilise une démarche académique qui étudie les principaux enseignements d'une cinquantaine d'articles académiques publiés dans des revues à comité de lecture.

1. Différents effets économiques sur le système électrique du *smart charging*

Sur la base de la littérature actuelle d'analyse économique jusqu'au début des années 2020, il est possible de distinguer quatre effets économiques principaux du *smart charging* sur le système électrique.

1.1. Reprofilage temporel de la demande d'électricité journalière[2]

Dès 1997, l'article séminal de Kempton et Legendre souligne l'intérêt pour l'opérateur du système électrique de maîtriser le profil temporel des cycles de charge et décharge des véhicules électriques, et de les concentrer sur les plages où la demande nette d'électricité est respectivement faible ou élevée.

Les études postérieures ont montré de façon récurrente que les stratégies de *smart charging* permettent de réduire sensiblement les pointes de demande[3]. En effet, dans le cas d'un rechargement non piloté, les véhicules électriques sont souvent rechargés pendant les pics de demande d'électricité, par exemple en début de soirée, ce qui alimente et renforce les pics de demande et donc les tensions sur le réseau électrique.

Le mécanisme du *smart charging* a pour objectif de minimiser le coût du chargement des véhicules électriques. Il conduit donc à renforcer la demande d'électricité sur les plages horaires auxquelles correspondent des prix relativement faibles et des plages de production élevée des EnR intermittentes, et notamment du photovoltaïque [Blumberg, Broll et Weber, 2022].

En théorie, une application intégrale du *smart charging* pourrait amener à ce qu'un signal-prix valable pour l'ensemble des véhicules électriques provoque un pic de recharges simultanées et de demande (effet dit d'avalanche). En pratique cependant, les comportements de conduite et de branchement des utilisateurs de voitures sont de nature à lisser sensiblement ce type de phénomène [Dallinger et Wietschel, 2012].

Sur la base de données pour un panel de 20 pays de l'Union européenne, une étude confirme que la conjonction d'un essor des EnR intermittentes et des véhicules électriques a contribué de façon significative (au sens économétrique) à réduire les pics de demande d'électricité sur 2010-2016 [Neves *et al.*, 2018].

1.2. Effets sur les CAPEX du parc de centrales de production contrôlable

Au-delà de l'économie réalisée par les utilisateurs de véhicules qui déplacent la charge des heures de pointe où l'énergie est relativement plus chère vers les heures creuses où l'énergie est moins chère, une autre source de gain apparaît pour les opérateurs : celle qui est liée aux investissements évités dans des capacités de production du fait de la diminution du niveau absolu de la demande de pointe.

Dès 2005, Borenstein suggère, dans un modèle analytique stylisé, qu'un *smart charging* calibré sur des signaux de prix en temps réel permet de réduire significativement la taille du parc de production qui couvre la pointe — et ainsi le recours à des producteurs à coûts fixes faibles et coûts variables élevés. Dans sa modélisation, les pointes de demande d'une durée de quelques heures par an se traduisent davantage par des hausses de prix que par la construction d'actifs de production pour la pointe[4].

Des travaux connexes montrent que, sans *smart charging*, certains systèmes électriques

ne peuvent pas prendre en charge un parc de véhicules électriques supérieur à 10 % du parc total d'automobiles, à investissements inchangés. En effet, des configurations peuvent exister où la demande d'électricité à midi et en soirée dépasse la capacité d'offre d'électricité. Le *smart charging* permet en ce cas d'éviter des investissements supplémentaires en actifs de production de type back-up, souvent thermiques [Madzharov, Delarue, D'Haeseleer, 2014].

En lissant le profil de la demande d'électricité, le *smart charging* limite aussi les conséquences des contraintes sur les variations de régime du parc de production thermique. Il favorise une meilleure rentabilité des actifs de production de base et de semi-base [Kiviluoma, Meibom, 2010 ; Blumberg, Broll, Weber, 2022, p. 15].

La répartition de la proportion relative des coûts évités d'énergie et de capacité installée dépend des caractéristiques du système électrique considérées[5]. Une étude sur données américaines modélise et compare l'effet d'un *smart charging* de type *Time-of-Use* pour deux opérateurs de systèmes électriques américains différents : le Midwest Independent System Operator (MISO) et le PJM. Dans le cas du système MISO, la plus grande partie des économies réalisées grâce au *smart charging* reflètent des CAPEX évités[6]. En revanche, pour PJM, la majorité des gains sont liés aux économies globales d'achat d'électricité par les VE qui tirent profit d'un prix plus bas. Les gains chez PJM sont sensiblement plus élevés, au global, que pour MISO [Lyon, Michelin, Jongejan, Leahy, 2012].

Parmi d'autres études empiriques sur ce sujet, il est possible de retenir que sur données californiennes, une étude estime que, pour un taux de pénétration des EnR de 80 % en 2050, le développement des véhicules électriques sans pilotage de la charge augmenterait la capacité du parc de production de +60 %. Avec du *smart charging*, l'effet tomberait à +16 % [Forrest *et al.*, 2016].

1.3. Écrêtement et CAPEX dans le parc de centrales de production d'EnR

De manière générale, la littérature montre que le développement des véhicules électriques et du *smart charging* a une influence sensible sur les surplus de production d'électricité des EnR intermittentes [Kempton et Letendre, 1997 ; Richardson, 2013]. En effet, le *smart charging* tend à limiter significativement l'ampleur des écrêtements de production d'EnR intermittentes pendant les heures de demande relativement faible. Il rend donc ces actifs de production plus rentables, car ils produisent davantage d'énergie à CAPEX inchangés [Lund et Kempton, 2008] :

- Une étude sur données espagnoles, qui étudie l'effet de 100 000 à 500 000 véhicules électriques avec V2G sur les coûts du système électrique en Espagne, observe une baisse significative des écrêtements d'EnR intermittentes [Fernandes *et al.*, 2012]. En conséquence, le besoin d'investir dans des actifs de production de back-up, par exemple au gaz naturel, diminue fortement en cas de *smart charging* des véhicules électriques.

- Une étude sur données japonaises relative aux effets de l'introduction de 1, 3 ou 5 millions de véhicules électriques dans la région de Kansai (Japon) montre qu'un pilotage de la charge/recharge des véhicules électriques diminue les surplus de production d'EnR intermittentes. Pour une capacité de production de 30 GW d'origine photovoltaïque, l'écrêtement initial de 10,5 TWh sans pilotage diminue à, respectivement, 8 TWh, 4 TWh et 1,8 TWh pour un nombre croissant de véhicules pilotés[7].

- Une simulation sur données danoises suggère qu'un surplus de production d'environ 18 TWh d'un parc d'éoliennes de 5,2 GW (produisant au total 45 TWh) pourrait être réduit de moitié par le pilotage de 1,9 million de véhicules électriques[8].

- De nombreuses autres études et simulations confirment ce résultat et cet ordre de grandeur d'environ la moitié des écrêtements

d'EnR intermittentes évités [Neves, Marques, Fuinhas, 2018 ; Zhang *et al.*, 2012 ; Blumberg, Broll, Weber, 2022 ; Fernandes *et al.*, 2012 ; Madzharov, Delarue, d'Haeseleer, 2014].

1.4. Services système

De la fin des années 1990 à la fin des années 2000, la littérature économique a essentiellement considéré l'intérêt des véhicules électriques et du *smart charging* à l'aune de leur contribution aux services système.

C'est le propos, par exemple, de l'influent papier sur données californiennes de Kempton et Tomic [2005]. Ils considèrent que le V2G n'est guère adapté à la fourniture du bandeau de base[9] (qui peut être fourni à moindre coût par de grands générateurs) mais beaucoup plus adéquat pour fournir des réponses rapides et équilibrer les fluctuations de la charge à court terme. De fait, leur étude porte sur la fourniture par le *smart charging* de services de réglage primaire et secondaire de la fréquence (*spinning reserves*). Ces services sont habituellement fournis par des alternateurs en rotation mais pas en production — ce qui entraîne un coût d'opportunité — et qui sont rémunérés à ce titre. En fournissant un appoint possible de demande à très court terme, le *smart charging* peut se substituer à ces alternateurs mis en réserve et qui tournent sans produire d'électricité. Il peut alors tirer profit d'un mécanisme de rémunération de ce service, en plus du prix tiré de la vente d'effective d'électricité pendant une décharge.

Les simulations de Sioshansi et Denkolm [2010] suggèrent que le besoin de réserve tournante commence à être saturé pour un taux de pénétration de 15 % des véhicules électriques dans le parc automobile. Au-delà de ce seuil, le *smart charging* présente moins d'intérêt, du moins au Texas, car ils entrent en concurrence avec des alternateurs non tournants que peuvent fournir, sans coût d'opportunité, des générateurs conventionnels. Dans cette étude, le *smart charging* n'offre presque pas de service de stockage d'énergie, mais essentiellement des services système. Cela est dû à un *spread peak-offpeak* journalier assez faible au Texas[10].

La littérature plus récente confirme le résultat de Sioshansi et Denkolm [2010] suivant lequel la valeur des services système des véhicules électriques diminue rapidement avec la montée en charge du *smart charging*. En effet, un nombre relativement limité de véhicules suffit, selon les études, à saturer le besoin sur les marchés des services système en général et sur celui de la stabilisation de la fréquence en particulier[11].

1.5. Résumé

En première approche, la littérature académique relative aux différents effets économiques du *smart charging* des véhicules électriques suggère donc que :

- Un pilotage centralisé de la charge/décharge de véhicules électriques permet de réduire sensiblement les pointes de demande, qu'il s'agisse de pics positifs ou négatifs (e.g., en cas de demande résiduelle négative). Sur données allemandes ou californiennes, les pics (positifs ou négatifs) sont réduits de plusieurs gigawatts selon les scénarios.

- Le *smart charging* permet en conséquence d'éviter des investissements dans des moyens de production (souvent thermiques) pour couvrir les pointes positives de demande. Les ordres de grandeur possibles s'expriment là encore en gigawatts selon les études.

- Les écrêtements de production appliqués aux EnR intermittentes seraient sensiblement diminués, souvent de moitié, grâce au *smart charging*.

- Le *smart charging* peut tirer profit de la rémunération de services système comme le maintien de la fréquence. L'effet est relativement plus important si les écarts de prix au cours d'une journée sont relativement faibles (car en ce cas les revenus d'arbitrage en *intraday* sont plus faibles).

L'avantage de la littérature passée en revue jusqu'ici est de fournir une cartographie utile des principaux effets économiques du *smart charging* et quelques premiers ordres de grandeur associés. L'inconvénient est que ces canaux de transmission s'influencent les uns les autres au sein d'un système électrique donné, et que les effets précités ne sont pas additifs entre eux. Une évaluation des effets combinés des canaux de transmission précités requiert donc l'emploi de modèles du système électrique de type ingénieurs, souvent d'assez grande échelle, avec une description détaillée des effets sur la capacité installée et les prix de gros. Tel est l'objet de la partie suivante.

2. Approches intégrées des effets du *smart charging*

Les modélisations intégrées du *smart charging* et de ses effets sur l'ensemble du système électrique sont relativement récentes. Dans les années 2010 sont apparues des études qui mesurent la valeur créée et comparent le coût total d'un système électrique avec et sans *smart charging*. Ceci requiert une simulation complète du dispatch des producteurs en fonction des contraintes physiques et de prix du système (section 2.1). Un certain nombre de modèles ont été développés au cours des dernières années qui offrent des exemples et informations utiles (section 2.2).

2.1. Études intégrées des années 2010

L'article de Kiviluoma et Meibom [2011] est l'une des premières analyses de l'effet du *smart charging* qui mobilise un modèle détaillé et empirique de dispatch et de minimisation du coût du système électrique sous contraintes physiques et de prix[12]. L'analyse est menée sur des données pour la Finlande, un pays où 10 % de la production d'électricité provient d'une EnR commandable (i.e., l'hydroélectricité). Elle table sur un taux de pénétration des véhicules électriques d'environ 50 % à l'horizon 2035. Les auteurs utilisent un modèle WILMAR (*Wind Integration in the Liberalised Markets*) développé notamment par le Risø National Laboratory (Danemark), qui optimise le dispatch des unités de production et compare les effets sur ce dispatch du mode de recharge des véhicules électriques.

Les résultats de cette étude suggèrent que le *smart charging* conduirait à des CAPEX légèrement plus élevés (+4 %/an)[13] que dans le cas d'une absence de pilotage de la recharge. L'explication fournie par l'article est que le dispatch optimal dans le cas du *smart charging* conduit à un léger surcroît de producteurs d'électricité éolienne, donc à coûts fixes élevés et à coûts variables faibles, ce qui renforce un peu les CAPEX du système mais exerce un effet à la baisse sur les OPEX et donc, au total, sur les coûts totaux du système électrique et sur les prix de gros.

Le coût total (i.e., CAPEX et OPEX) du système électrique est ainsi légèrement inférieur avec *smart charging* qu'en cas d'absence de pilotage. Rapporté au nombre de véhicules électriques, le coût évité est estimé dans l'étude à 227 €/véhicule/an. Il s'agit d'un coût évité brut des éventuelles dépenses liées à l'infrastructure requise par le *smart charging* pour permettre la charge et la décharge. Au-delà de la maîtrise de la pointe, ce coût évité résulte aussi de la fourniture de réserves primaire et secondaire pour le système électrique qui se substitue à des machines tournantes. Du point de vue du consommateur, le coût moyen d'achat de l'électricité dans l'étude est de 157 €/véhicule/an, soit 59 € de moins que dans le cas d'une absence de pilotage des véhicules électriques.

Sur données new-yorkaises, Weis, Jaramillo et Michalek [2014] estiment qu'un taux de pénétration de 10 % des véhicules électriques permettrait de diminuer les coûts du système électrique d'environ 2 %, soit entre 65 M$ et 110 M$, ou encore 100 $/véhicule/an.

Sur données texanes (système ERCOT), l'étude un peu plus ancienne de Sioshansi et Denkolm [2010] estime le gain du *smart charging* pour le système électrique à 44 US$/véhicule/an pour un taux de pénétration de 15 % (et 126 US$/véhicule/an pour un taux de pénétration de 5 %)[14].

2.2. Trois études intégrées récentes

2.2.1. Une étude allemande sur les pays européens, aux résultats ambigus pour la France

Blumberg, Broll et Weber [2022] modélisent et évaluent les effets du développement des véhicules électriques (jusqu'à 160 millions en Europe en 2050), avec ou sans *smart charging*, sur l'intégration des EnR intermittentes dans les systèmes électriques des pays de l'Union européenne, sur la réduction des émissions de CO_2 et sur les investissements dans les capacités de centrales contrôlables. Le modèle utilisé (appelé E2M2) est un modèle d'investissement dynamique récursif, qui optimise le mix électrique en minimisant le coût global du système en fonction des caractéristiques de la demande dans chaque pays.

Globalement, Blumberg *et al.* estiment que les coûts totaux des systèmes électriques en Europe pourraient être diminués de 17 % si l'ensemble des véhicules électriques étaient pilotés d'ici 2050, par rapport à un scénario sans *smart charging*.

Les résultats obtenus pour la France ne sont pas présentés de façon détaillée dans l'étude et ils ne sont pas toujours bien clairs. Par rapport à un scénario sans pilotage, le *smart charging* permet à l'horizon 2050 de diminuer la demande de pointe de 5 GW en France. Les investissements dans les centrales contrôlables en France diminuent aussi dans ce scénario, tout particulièrement dans le nucléaire (de l'ordre de -100 TWh en 2050 par rapport à un scénario sans *smart charging*). L'explication de ce dernier point n'est pas très claire dans l'étude, et assez peu convaincante[15].

Il est notable que dans la plupart des autres pays européens étudiés par l'article, les pics de demande augmentent avec le V2G (contrairement au cas français), en lien avec une hausse massive de la charge simultanée et concentrée sur des heures où la production d'EnR intermittentes est très élevée (vent et soleil) principalement autour de la mi-journée. Il semble que le modèle de Blumberg, Broll et Weber [2022] présente en partie un effet d'avalanche [Dallinger et Wietschel, 2012] pour la charge des véhicules électriques. Cette hausse de la demande de pointe liée au *smart charging* atteint 9 GW en Allemagne à l'horizon 2050.

Dans tous les pays, l'écrêtement des EnR intermittentes diminue fortement. À l'horizon 2050 dans le modèle, le *smart charging* permettrait sur l'ensemble des pays européens de rehausser la production d'EnR intermittentes à hauteur de 475 TWh supplémentaires, alors que le parc installé d'EnR intermittentes demeurerait aux alentours de 244 GW. Dans certains pays, les CAPEX dans les EnR intermittentes sont significativement plus faibles que dans un scénario sans pilotage des véhicules électriques. Cet effet à la baisse est massif en Allemagne dans ce modèle (supérieur à 100 GW d'éolien évité en 2050).

Les résultats de cet article semblent devoir être interprétés avec prudence. En effet, à la maille européenne, l'étude suggère que les CAPEX en EnR intermittentes diminuent fortement, mais que les pics de demande augmentent, ce qui implique une hausse des CAPEX de moyens de production contrôlable à hauteur de +71 GW en Europe d'ici 2050. Toutefois le coût total du système électrique européen diminuerait de 17 % selon cette étude. Si ces enchaînements ne sont pas impossibles du point de vue logique, ils ne sont pas forcément très intuitifs, et surtout ils sont peu explicités par les auteurs de l'étude, et encore moins pour le cas de la France qui semble constituer un cas spécifique, et assez mystérieux, dans leurs calculs.

2.2.2. Une étude sur données belges qui tient compte du comportement des conducteurs

Greaker, Hagem et Proost [2022] étudient le lien entre *smart charging* et coût de possession d'un véhicule électrique, lequel dépend étroitement de la différence de prix entre les heures de pointe et les heures creuses, et varie d'un pays à l'autre. Sur la base d'un scénario futur pour le marché belge de l'électricité, Greaker, Hagem et Proost fournissent une illustration qui indique que les économies liées au *smart*

charging pourraient être substantielles. L'application numérique sur données belges table sur un taux de pénétration des véhicules électriques dans le parc de voitures de 40 % (soit 2 millions de véhicules électriques) à l'horizon 2040. Sans *smart charging*, la recharge des véhicules électriques ne représente que 2 % de la demande résiduelle d'électricité, alors qu'avec, l'offre nette des véhicules électriques représente 12 % de la demande résiduelle (i.e., la demande qui n'est pas couverte par les producteurs intermittents d'électricité d'origine renouvelable).

Les auteurs montrent aussi que le *smart charging* diminue le coût de possession d'une voiture électrique pour les propriétaires, et diminue les CAPEX des moyens de production contrôlable. Leurs résultats suggèrent que le *smart charging* permet à un conducteur de gagner 688 € par an en moyenne pour un taux de pénétration du V2G de 10 % (et 380 €/an en moyenne pour un taux de pénétration de 20 %) et au système électrique d'économiser 18 % des investissements dans les moyens de production pour couvrir la pointe à l'horizon 2040 (pour un taux de pénétration du V2G de 20 %)[16]. L'étude montre en effet que plus la participation au *smart charging* des conducteurs de véhicules électriques est élevée, plus le *spread peak-offpeak* diminue et les revenus moyens par propriétaire de véhicule diminuent[17]. En d'autres termes, le gain marginal de participation au dispositif de *smart charging* est, pour le conducteur de véhicule électrique, une fonction décroissante et convexe du degré de développement du dispositif.

2.2.3. Une étude sur données californiennes assez complète

Szinai, Sheppard, Adhyankar et Gopal [2020] étudient, pour la Californie[18] et à l'horizon 2025, l'effet sur le système électrique du *smart charging*.

Les résultats obtenus suggèrent que le choix du type de recharge a des influences significatives sur la courbe de charge, les écrêtements, et les prix de gros — même pour des taux de pénétration relativement faibles des véhicules électriques. En l'absence de pilotage, les véhicules électriques rechargent pour l'essentiel entre 15 h et 23 h et exacerbent ainsi le pic de prix de la fin de l'après-midi lié au pic de demande. Une recharge de type *Time-of-Use* (ToU) concentre la recharge à domicile à partir de 22 h jusqu'à l'aube, ce qui contribue à lisser les prix de gros, les pics de demande et limiter les écrêtements d'EnR intermittentes. Avec le *smart charging*, la recharge est concentrée (au moins au printemps et en été) sur la fin de la matinée, la fin de l'après-midi, et la fin de soirée après 23 h — en lien avec les profils de production du solaire photovoltaïque, de l'éolien et des producteurs de base durant la nuit.

Dans ce modèle, le *smart charging* permet d'éviter 690 M$ de CAPEX par an au système électrique pour 5 millions de véhicules électriques pilotés, soit environ la moitié du surcroît de capacités installées nécessaires pour alimenter ces véhicules en électricité, et au total environ 10 % du coût total du système électrique (CAPEX et OPEX). La recharge de type ToU permet des économies de 550 M$ par an (soit 8 % du coût total du système ainsi évités). La baisse de la demande de pointe permet de réaliser des économies de générateurs thermiques ; et la demande d'électricité des véhicules électriques est davantage servie par les EnR intermittentes qui voient ainsi leurs écrêtements presque disparaître en période de tension du système comme en juillet. Sur l'ensemble d'une année et avec 5 millions de véhicules électriques, le *smart charging* permettrait de limiter les écrêtements d'EnR intermittentes de 40 % soit 410 GWh (pour 0,95 million de véhicules, 9 % et 120 GWh respectivement).

Au total, cette étude suggère que le *smart charging* permet 688 M$ d'économie pour 5 millions de véhicules, soit 138 $/véhicule/an ; et 119 M$ pour 0,95 million de véhicules, soit 125 $/véhicule/an. Il s'agit de dollars américains de 2013.

2.3. Résumé

La littérature académique qui étudie les effets économiques du *smart charging* des véhicules électriques dans le cadre de modèles intégrés

permet d'évaluer l'effet net conjoint de l'ensemble des facteurs évoqués à la section 1. Elle permet de confirmer, préciser et compléter les résultats et ordres de grandeur obtenus à partir des modèles partiels et présentés à la section 1. Ces modèles intégrés tendent :

- À suggérer de façon relativement récurrente que le *smart charging* permet de limiter de façon significative les coûts du système électrique. Des ordres de grandeur de l'ordre d'une dizaine de pourcents de coûts totaux évités, ou d'une vingtaine de pourcents d'investissements évités dans les moyens de production de pointe sont obtenus selon les cas. Le gain de valeur pour le système économique lié au *smart charging* est souvent contenu dans une fourchette de 100 à 300 $/véhicule/an (même si la variation autour de cette fourchette moyenne est grande, entre -300 $ et +4600 $)[19].

- À confirmer une réduction de près de moitié des écrêtements des EnR intermittentes grâce au *smart charging*.

- À montrer que le développement du s*mart charging* pèse sur le *spread peak-offpeak*, donc les revenus d'arbitrage des conducteurs participant au V2G, et donc leur incitation à rejoindre ce dispositif. En d'autres termes, les gains économiques du *smart charging* pour les conducteurs de véhicules électriques ne sont pas une fonction linéaire, mais plutôt concave (i.e., gain marginal décroissant et convexe) du nombre de véhicules électriques connectés. Ce dernier résultat est important ; il est abordé plus en détail à la section suivante.

3. Un effet économique net sur le conducteur probablement favorable mais faible, à évaluer soigneusement

Une mise en œuvre efficace du *smart charging* requiert que les propriétaires de véhicules électriques acceptent de participer au dispositif quand leur voiture est garée (cf. [Greaker, Hagem, Proost, 2022], section 2.2 *supra*).

La littérature économique — qu'il s'agisse de modèles intégrés comme dans la section 2 *supra* ou de modèles non intégrés — tend globalement à suggérer que le gain de valeur pour le système économique lié au *smart charging* est souvent contenu dans une fourchette de 100 à 300 $/véhicule/an (il s'agit de dollars courants des années 2010).

Même si cet ordre de grandeur ne préjuge pas de celui qui pourrait être obtenu par un modèle sur données françaises, ce montant fournit un premier ordre de grandeur préliminaire relativement crédible pour le montant maximum d'aide possible par véhicule que le système électrique pourrait à lui seul consentir afin d'inciter un véhicule électrique à participer au *smart charging*.

Il est utile de rappeler que le scénario contrefactuel envisagé dans cette section comme dans l'ensemble du rapport est celui de véhicules électriques sans pilotage de la batterie. La question qui est posée n'est pas celle des incitations à basculer d'un véhicule thermique vers un véhicule électrique, mais celle de participer ou non au *smart charging* pour un propriétaire de véhicule électrique.

Le *smart charging* n'est pas sans impliquer des coûts en bien-être pour les propriétaires de véhicules électriques :

- Par construction, il se matérialise par un temps de charge plus long qu'une charge non pilotée par le système, laquelle est immédiate et à plein régime dès le moment du branchement sur le réseau [Lagomarsino, van der Kam, Parra, Hahnel, 2022]. Les conducteurs perdent

ainsi en souplesse de conduite car le temps de charge prolongé peut entrer en conflit avec les besoins de mobilité individuels. Par exemple, le processus de recharge peut ne pas être terminé ou même commencé quand le conducteur souhaite effectuer un déplacement urgent [Huber, Lohmann, Schmidt, Weinhardt, 2021] ou spontané [Lagomarsino, van der Kam, Parra, Hahnel, 2022].

- Par ailleurs, les *spreads* de prix de gros *intraday* sur le marché de l'électricité peuvent, au moins en théorie, être relativement limités et peser sur les incitations à participer au *smart charging* [Dallinger et Wietschel, 2012]. *A minima*, un seuil-plancher peut être nécessaire, toutes choses égales par ailleurs, pour inciter les propriétaires de véhicules électriques à participer à un pilotage optimisé de leur batterie[20].

- Le passage au *smart charging* peut impliquer des coûts d'investissements initiaux supplémentaires pour le conducteur [Madina, Zamora, Zabala, 2016].

Kempton et Tomic [2005] évaluent pour un véhicule de type Toyota RAV4 électrique des revenus annuels de 4928 $, des coûts de 2374 $, soit un bénéfice net élevé pour l'utilisateur de véhicule électrique de 2554 $ par an[21].

Une autre étude, un peu ancienne mais qui s'inspire toujours de Kempton et Letendre [1997], partage leur optimisme quant aux incitations des conducteurs à participer au *smart charging*, peut-être en partie en lien avec un niveau élevé de rémunération des services système [Sioshansi et Denkolm, 2010]. Sur données texanes, cette étude suggère que les conducteurs de véhicules électriques tireraient un gain net significatif pour leur participation au *smart charging*. Leurs calculs, réalisés à une époque où le coût d'achat des véhicules électriques était relativement élevé, indiquent que le *pay-back period* de l'investissement en véhicule électrique connecté au réseau diminue d'un an et demi avec le *smart charging* (i.e., 7,5 ans au lieu de 9 ans) [Sioshansi et Denkolm, 2010].

Toutefois, dès le début des années 2010, des études apparaissent qui suggèrent des effets nettement moins favorables du *smart charging* sur le bien-être du propriétaire de véhicule électrique. Utilisant des données de prix nodaux sur trois villes américaines (Boston, Rochester NY et Philadelphie), une étude calcule des valeurs de profit journalier pour le propriétaire de véhicule V2G et des pertes économiques associées à la dégradation de la batterie (estimées ici à 4,2 cents par kilowattheure). Pour une batterie de véhicule de 16 kWh, le bénéfice annuel maximum avec une information parfaite sur le marché et sans coût de dégradation de la batterie varie entre 142 $ et 249 $ dans les trois villes. La faiblesse des *spreads* de prix a pu en partie jouer un rôle sur ces ordres de grandeur bien plus faibles que ceux de Kempton et Tomic [2005] [Peterson, Whiteacre, Apt, 2010]. Si la dégradation de la batterie est prise en compte, le bénéfice annuel maximal tombe entre 10 $ et 120 $ dans cette étude, soit une incitation très faible à rejoindre le dispositif.

Une étude un peu plus récente sur données allemandes aboutit à des conclusions elles aussi relativement peu favorables quant à l'intérêt de propriétaires de véhicules électriques à participer à un dispositif de *smart charging* [Loisel, Pasaoglu, Thiel, 2014]. Cet article suggère qu'ils n'auraient guère intérêt à participer à un programme V2G : certains propriétaires réaliseraient des bénéfices pratiquement nuls (6 €/an) et un plus grand nombre subirait des pertes. De l'avis des auteurs, le facteur lié à la dégradation de la batterie électrique dans le *smart charging* joue un rôle significatif dans leur résultat. La littérature la plus récente tend à modérer les inquiétudes quant à l'effet d'une dégradation de la batterie électrique. Elle amène donc à prendre avec prudence les implications de cette étude de Loisel, Pasaoglu et Thiel [2014].

Greaker, Hagem et Proost [2022] suggèrent qu'en faisant abstraction des questions de rémunération des services système et d'usure de la batterie, les arbitrages de prix sur le marché de gros permis par le *smart charging* bénéficieraient non seulement au système électrique, mais aussi aux propriétaires de véhicules électriques. Leur étude

sur ce point est assez détaillée. Ces auteurs modélisent le gain net d'un propriétaire de véhicule électrique selon qu'il prend part ou non au *smart charging*, puis relient une telle modélisation à un modèle intégré de l'ensemble du marché de l'électricité. Plus précisément, ils modélisent le coût journalier d'usage d'un véhicule électrique V2G en fonction du coût de la recharge complète de la batterie en période creuse, du prix de vente au réseau pendant les jours de trajet court (vente à la pointe), du coût associé à la recharge en cours de route en cas de trajet long (qui se compose à son tour d'une partie monétaire et d'une partie de désutilité liée au temps perdu), et du coût journalier de la capacité de la batterie. Le coût d'usage journalier d'un propriétaire de véhicule électrique sans *smart charging* ne tient pas compte d'une vente d'électricité au réseau en période de pointe. Le programme permet de calculer le choix de la taille optimale de la batterie électrique qui minimise le coût d'usage du conducteur. Il est possible ensuite d'agréger les demandes d'électricité des conducteurs avec ou sans V2G.

Sur données belges (2 millions de véhicules électriques prévus en 2040, soit 40 % du parc automobile global du pays), les simulations numériques montrent qu'avec un *smart charging* :

- Les effets sur les prix de gros et la demande résiduelle d'électricité ne sont affectés qu'à partir d'un taux de pénétration de 20 %.
- Les prix à la pointe diminuent et les prix en base augmentent, ce qui matérialise le lissage attendu des prix de gros de ce type de dispositif.
- Le surplus des consommateurs diminue donc en période creuse par rapport à un scénario sans V2G, mais augmente en période de pointe, avec un effet net global positif sur le surplus du consommateur en l'espèce de 266-136=130 M€/an, soit 65 €/véhicule/an.
- L'économie de coût pour le système électrique belge est, en parallèle, de 173 M€.

Au total, cette étude sur données belges conclut que, dans un modèle intégré avec endogénéisation des arbitrages des propriétaires de véhicules entre V2G ou absence de pilotage, le *smart charging* profite au système électrique et aux consommateurs.

Conclusion

En conclusion, la littérature académique dans les pays développés suggère globalement que :

- Le *smart charging* permet de limiter de façon significative les coûts du système électrique. Les études intégrées aboutissent régulièrement à des ordres de grandeur d'environ 10 % de coûts totaux évités, ou environ 20 % d'investissements évités dans les moyens de production de pointe.
- Le *smart charging* permet de réduire habituellement de près de moitié les écrêtements des EnR intermittentes.
- Le *smart charging* pèse sur le *spread peak-offpeak*, donc sur les revenus d'arbitrage des conducteurs participant au V2G, et donc sur leur incitation à rejoindre ce dispositif.
- Du point de vue du conducteur de véhicule électrique, les gains économiques du *smart charging* ne sont pas une fonction linéaire, mais plutôt concave (i.e., gain marginal décroissant) du nombre de véhicules électriques connectés. Ces gains pour un conducteur pourraient être faibles (de l'ordre de quelques dizaines d'euros par an et par véhicule)[22] surtout si les *spreads intraday* sont faibles.

Notes

1. Cf. [Barman *et al.*, 2023] pour une présentation générale des aspects technologiques liés à l'intégration des véhicules électriques dans le système électrique.

2. Dans la mesure où cette étude porte sur le *smart charging*, on n'abordera pas l'effet sur la demande globale

d'électricité du basculement des voitures thermiques vers les véhicules électriques (voir à ce titre, e.g., [Brumberg, Broll et Weber, 2022]).

3. Cf. notamment [Doluweera *et al.*, 2020 ; Fernandes *et al.*, 2012 ; Kiviluoma et Meibom, 2010 ; Neves *et al.*, 2018]. Doluweera *et al.* [2020] examinent le cas de l'Alberta au Canada, avec une pénétration des véhicules électriques de 30 % en 2031. Une absence de recharge intelligente augmente significativement le niveau des pics de demande. Kiviluoma et Meibom [2010] étudient l'effet de cette réduction des pics de demande sur le besoin en investissement d'actifs de production.

4. Cf. graphique 1 de [Borenstein, 2005].

5. Cf. graphique 6 de [Lyon, Michelin, Jongejan, Leahy, 2012].

6. La raison est que MISO était alors en surcapacité et en conséquence, les *spreads* de prix durant la journée étaient faibles.

7. Cf. [Zhang *et al.*, 2012], notamment figure 10.

8. Cf. [Lund et Kempton, 2008], notamment figure 7.

9. En général, les comportements de transport/mobilité restreignent la possibilité de déplacer la courbe de charge/décharge à des horizons inférieurs ou égaux à 1 ou 2 jours. Cf. [Dallinger et Wietschel, 2012].

10. Le *spread peak-offpeak* désigne l'écart de prix de gros sur le marché de l'électricité, selon les pays, entre la période diurne et la période nocturne.

11. Cf. [Coignard, Saxena, Greenblatt, Wang, 2018 ; Peterson, Whiteacre, Apt, 2010]. Letendre et Kempton [2002] citent un ordre de grandeur de 200 000 véhicules pour la Californie.

12. Plus précisément, les OPEX sont simulés à l'aide du modèle WILMAR et les CAPEX à l'aide d'un autre modèle (nommé BALMOREL).

13. Cf. [Kiviluoma et Meibom, 2011], tableau 3, ligne 1 : (2 294-2 203)/2 203.

14. Cf. [Sioshansi et Denkolm, 2010]. On observe ici que les gains du système électrique sont une fonction assez convexe du taux de pénétration du *smart charging* et des véhicules électriques, un résultat qui est moins souvent obtenu dans la littérature plus récente.

15. "[…] cheap integration of CO_2-free VRE instead of nuclear seems to prevail".

16. Ici le taux de pénétration du V2G désigne la part des véhicules électriques qui rejoignent un dispositif de type V2G, rapportée au nombre total de véhicules électriques.

17. L'article rappelle que la valeur économique associée au *smart charging* est relativement faible dans les pays où le *spread peak-offpeak* est relativement faible, ce qui est le cas dans un pays où existe un parc important de stockage (hydroélectricité, STEP) comme en Norvège. Les *spreads* au cours de la journée varient davantage quand le parc est composé d'EnR intermittentes et de centrales thermiques.

18. La Californie représente, à la fin des années 2010, environ la moitié des véhicules électriques aux États-Unis, et environ 15 % des véhicules électriques dans le monde.

19. Cf. [Richardson, 2013], par ailleurs cité sur ce point par [Wolinetz, Axsen, Peters, Crawford, 2018]. Voir aussi [Peterson *et al.*, 2010] sur cet ordre de grandeur d'un petit nombre de centaines de dollars par véhicule et par an : "To summarize, there may be $300-400 of annual net social welfare benefits that can be transferred to the owner of an electric vehicle. In the absence of such incentives, it is unlikely that largescale grid energy storage in PHEVs will be attractive to a large number of vehicle owners."

20. Cf. [Sioshansi et Denkolm, 2010], où le *spread* minimal en question est, dans leur modèle, de 15,13 US$.

21. Ce résultat montre que l'importance accordée par la littérature des années 2000 à la rémunération des services système était probablement trop élevée.

22. Un ordre de grandeur cohérent obtenu aussi dans les études récentes de [Freitas Gomes *et al.*, 2024] et [Freitas Gomes, Perez, Suomalainen, 2021].

Bibliographie

Barman P., Dutta L., Bordoloi S., Kalita A., Buragohain P., Bharali S., Azzopardi B., 2023. "Renewable energy integration with electric vehicle technology: A review of the existing smart charging approaches", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 183, 113518.

Blumberg G., Broll R., Weber C., 2022. "The impact of electric vehicles on the future European electricity system – A scenario analysis", *Energy Policy*, v. 161, 112751.

Borenstein S., 2005. "The long-run efficiency of real-time electricity pricing", *Energy Journal*, v. 26(3), pp. 93-116.

Coignard J., Saxena S., Greenblatt J., Wang D., 2018. "Clean vehicles as an enabler for a clean electricity grid", *Environmental Research Letters*, v. 13(5), 054031.

Dallinger D., Wietschel M., 2012. "Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16(5), pp. 3370-3382.

Dallinger D., Gerda S., Wietschel M., 2013. "Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles – a 2030 case study for California and Germany", *Applied Energy*, v. 104, pp. 666-682.

Doluweera G., Hahn F., Bergerson J., Pruckner M., 2020. "A scenario-based study on the impacts of electric vehicles on energy consumption and sustainability in Alberta", *Applied Energy*, v. 268, 114961.

Fernandes C., Frías P., Latorre J.M., 2012. "Impact of vehicle-to-grid on power system operation costs: the Spanish case study", *Applied Energy*, v. 96, pp. 194-202.

Forrest K.E., Tarroja B., Zhang L., Shaffer B., Samuelsen S., 2016. "Charging a renewable future: the impact of electric vehicle charging intelligence on energy storage requirements to meet renewable portfolio standards", *Journal of Power Sources*, v. 336, pp. 63-74.

Freitas Gomes I.S., Abdin A.F., Puchinger J., Perez Y., 2024. "Unlocking flexible electric vehicle charging via new rate design", *Energy Journal*, v. 45(3), pp. 231-272.

Freitas Gomes I.S., Perez Y., Suomalainen E., 2021. "Rate design with distributed energy resources and electric vehicles: A Californian case study", *Energy Economics*, v. 102, 105501.

Greaker M., Hagem C., Proost S., 2022. "An economic model of vehicle-to-grid: Impacts on the electricity market and consumer cost of electric vehicles", *Resource and Energy Economics*, v. 69, 101310.

Huber J., Lohmann K., Schmidt M., Weinhardt C., 2021. "Carbon efficient smart charging using forecasts of marginal emission factors", *Journal of Cleaner Production*, v. 284, 124766.

Kempton W., Letendre S.E., 1997. "Electric vehicles as a new power source for electric utilities", *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, v. 2, pp. 157-175.

Kempton W., Tomic J., 2005. "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *Journal of Power Sources*, v. 144, pp. 268-279.

Kiviluoma J., Meibom P., 2009. "Coping with wind power variability: How plug-in electric vehicles could help", in Eighth international workshop on large scale integration of wind power into power systems as well as on transmission networks of offshore wind farms, Bremen, 14-15 October 2009.

Kiviluoma J., Meibom P., 2010. "Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments", *Energy*, v. 35, pp. 1244-1255.

Kiviluoma J., Meibom P., 2011. "Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles", *Energy*, v. 36, pp. 1758-1767.

Lagomarsino M., van der Kam M., Parra D., Hahnel U.J.J., 2022. "Do I need to charge right now? Tailored choice architecture design can increase preferences for electric vehicle smart charging", *Energy Policy*, v. 162, 112818.

Letendre S.E., Kempton W., 2002. "The V2G concept: a new model for power?", *Public Utilities Fortnightly*, pp. 16-26.

Loisel R., Pasaoglu G., Thiel C., 2014. "Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: an analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts", *Energy Policy*, v. 65, pp. 432-443.

Lund H., Kempton W., 2008. "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G", *Energy Policy*, v. 36, pp. 3578-3587.

Lyon T., Michelin M., Jongejan A., Leahy T., 2012. "Is 'smart charging' policy for electric vehicles worthwhile?", *Energy Policy*, v. 41, pp. 259-268.

Madina C., Zamora I., Zabala E., 2016. "Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure business models", *Energy Policy*, v. 89, pp. 284-293.

Madzharov D., Delarue E., D'Haeseleer W., 2014. "Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling", *Energy*, v. 65, pp. 285-294.

Neves S.A., Marques A.C., Fuinhas J.A., 2018. "On the drivers of peak electricity demand: what is the role played by battery electric cars?", *Energy*, v. 159, pp. 905-915.

Peterson S.B., Whiteacre J.F., Apt J., 2010. "The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage", *Journal of Power Sources*, v. 195, pp. 2377-2384.

Richardson D.B., 2013. "Electric vehicles and the electric grid: a review of modeling approaches, impacts, and renewable energy integration", *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* v. 19, pp. 247-254.

Sioshansi R., Denkolm P., 2010. "The Value of Plug-In Hybrid Electric Vehicles as Grid Resources", *The Energy Journal*, v. 31(3), pp. 1-23.

Szinai J.K., Sheppard C.J.R., Abhyankar N., Gopal A.R., 2020. "Reduced grid operating costs and renewable energy curtailment with electric vehicle charge management", *Energy Policy*, v. 136, 111051.

Weis A., Jaramillo P., Michalek J., 2014. "Estimating the potential of controlled plug-in hybrid electric vehicle charging to reduce operational and capacity expansion costs for electric power systems with high wind penetration", *Applied Energy*, v. 115, pp. 190-204, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.017.

Wolinetz M., Axsen J., Peters J., Crawford C., 2018. "Simulating the value of electric vehicle–grid integration using a behaviourally realistic model", *Nature Energy*, v. 3(2), pp. 132-139.

Zhang Q., Tezuka T., Ishihara K.N., Mclellan B.C., 2012. "Integration of PV power into future low-carbon smart electricity systems with EV and HP in Kansai Area, Japan", *Renewable Energy*, v. 44, pp. 99-108.

Biographie

Frédéric Gonand est professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine-PSL (HDR, CNU), directeur de masters et d'executive master, consultant, conseiller économique de l'UIMM, membre du Conseil des prélèvements obligatoires (Cour des comptes), ancien commissaire de la Commission de régulation de l'énergie, ancien conseiller économique du ministre de l'Économie (2007-2011), ancien élève de l'ENA, docteur en économie, docteur en histoire de l'art, enseignant à l'École du Louvre.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Voitures électriques : un avenir «borné», *Laurent Benzoni (n° 658, septembre-octobre 2021)*
- L'émergence de l'industrie européenne des batteries : vers d'incontournables dépendances, *Dominique Finon (n° 665, novembre-décembre 2022)*
- Électrification des transports : les batteries lithium-ion au cœur d'enjeux géopolitiques majeurs, *Romain Capliez, Carl Grekou, Emmanuel Hache, Valérie Mignon (n° 676, janvier-février 2025)*

À retrouver sur **www.larevuedelenergie.com**.