



Le développement de la mobilité électrique

Un levier de flexibilité pour augmenter la part des énergies renouvelables dans les réseaux électriques

Marc Petit

Professeur des Universités
CentraleSupélec

Avec le développement de la mobilité électrique, nous allons assister à l'arrivée massive de petites capacités de stockage connectées par intermittence au réseau électrique. Au-delà d'une gestion intelligente de la recharge pour éviter des contraintes locales, ces nouvelles flexibilités pourraient avoir un rôle à jouer pour permettre une plus grande intégration des moyens de production décentralisés dans des scénarios couplés.

La décarbonation du mix électrique à horizon 2050 (émissions nettes nulles) implique de renforcer le développement des énergies renouvelables distribuées (production éolienne onshore et fermes solaires PV au sol et en toiture). A l'exception des installations en toiture, les parcs de taille importante sont en zone rurale ou péri-urbaine. Un autre axe de décarbonation concerne le secteur des transports avec un fort développement attendu pour les véhicules

électriques (véhicules particuliers, flottes d'entreprises, ou utilitaires légers). Cela va augmenter la demande de puissance à la maille locale, avec des risques de pointes locales si cette recharge n'est pas gérée.

Des réseaux de distribution de plus en plus contraints

Les réseaux de distribution dans les zones rurales vont demander une attention particulière car :

- les réseaux à moyenne tension HTA sont beaucoup plus étendus avec une arborescence beaucoup plus forte, donc un risque plus élevé d'apparition de contraintes en tension ;
- en cas de forte production locale la pointe de production devient parfois dimensionnante avec des risques de tension haute ;
- la densité de consommation est moindre du fait d'une densité de popula-

tion plus faible, les réseaux existants ont donc été dimensionnés pour des transits plus faibles ;

- les transports en commun étant peu développés, la voiture est très utilisée, d'où des besoins énergétiques plus forts, donc un risque d'une forte distorsion de la courbe de charge en cas de fort développement de la mobilité électrique.

Du point de vue du respect des limites de tension ($\pm 5\%$ autour d'une valeur de référence en HTA), les opérateurs de réseau se retrouvent à devoir gérer des risques de tension haute (forte production et faible consommation) et de tension basse (forte demande et faible production). Pour les réseaux moyenne tension, ces contraintes de tension sont renforcées par un taux d'enfouissement des lignes qui augmente du fait du raccordement des producteurs, que ce soit en départ dédié ou en raccordement innovant [1], et du fait de travaux de renforcement pour améliorer la qualité de l'énergie (car il y a moins de défauts avec une liaison souterraine).

Un des leviers pour réduire les contraintes de tension (haute ou basse) est d'exploiter la flexibilité de certaines charges, en particulier les véhicules électriques qui constituent une catégorie de charges assez facilement déplaçable à partir du moment où le temps disponible pour recharger est suffisamment long. Par ailleurs des solutions technologiques sont en préparation pour permettre aussi de décharger la batterie du véhicule dans le réseau (on parle de *vehicle-to-grid*, V2G [2]).

Dans la perspective du déploiement de la mobilité électrique et de la production photovoltaïque (PV), nous proposons d'illustrer – dans cet article – l'intérêt d'une approche conjointe pour réduire le risque de contraintes. Pour cela, nous nous appuyons sur des travaux de recherche menés à CentraleSupélec et au laboratoire GeePs dans le cadre de la chaire Armand Peugeot [3].

Modélisation de la mobilité individuelle locale

Les déplacements domicile - lieu de travail

Pour cette analyse qui a été réalisée à l'échelle de la France, nous avons utilisé les résultats d'une enquête [4] de l'INSEE qui concerne les déplacements domicile-travail. Cette base de données indique les communes de résidence et de travail pour 25 millions de personnes en France, ainsi que la répartition des modes de déplacements (marche, vélo, voiture) pour chaque commune. Les distances à parcourir entre deux communes ont ensuite été évaluées à l'aide de l'outil *OpenStreetMap*. Pour chaque commune, il est ainsi possible d'extraire une distribution des distances domicile-travail (aller et retour) pour les résidents et pour ceux qui y viennent pour travailler. La figure 1 montre le résultat obtenu et fait ressortir des tendances : des distances faibles pour les résidents des grandes métropoles, des distances relativement importantes (> 60 km) en périphérie de ces mêmes métropoles,

et des distances entre 30 et 60 km pour le reste de la France.

Un nombre de sessions de recharge différent entre zones urbaines et rurales

Une étape importante est la caractérisation du comportement de l'utilisateur vis-à-vis de la recharge. Une stratégie de recharge systématique (recharge à domicile et éventuellement au travail dès que le véhicule est stationné) sera-t-elle préférée ? Ou, après une meilleure connaissance de son véhicule, une stratégie de « recharge si besoin » sera-t-elle adoptée ? Une analyse des données de sessions de charge permettrait d'apporter des éléments de réponse. Dans les études d'intégration au réseau qui sont menées, on observe souvent le choix d'une recharge systématique, qu'elle soit non contrôlée (je stationne puis je charge), ou calée sur un signal prix (de type heure creuse ou prix dynamique). Le second cas est plus contraignant pour le réseau du fait d'un effet de synchronisation du démarrage des sessions de recharge.

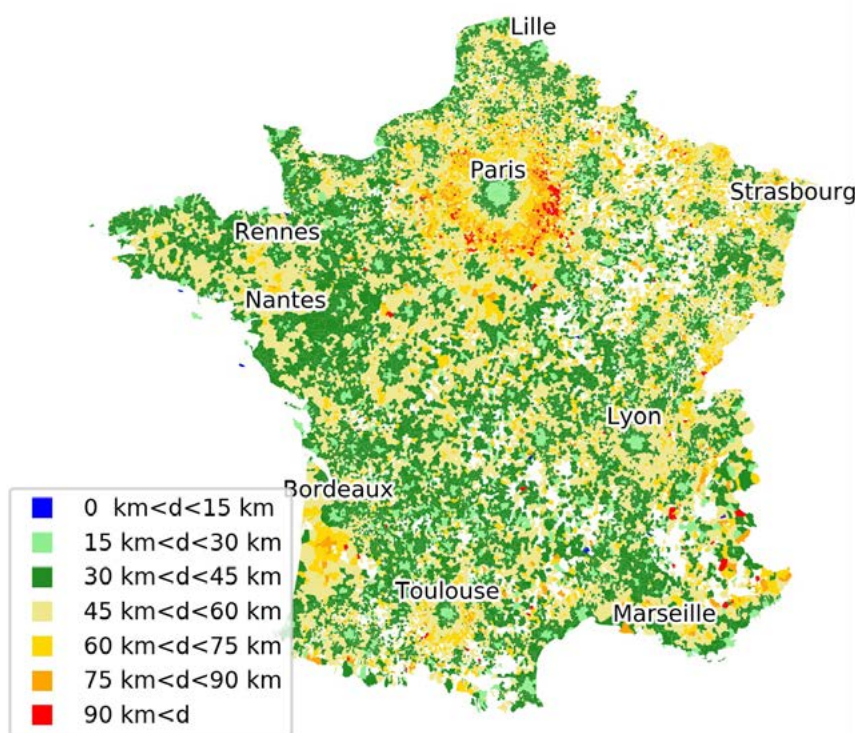


Figure 1 : Répartition des distances domicile-travail sur le territoire.

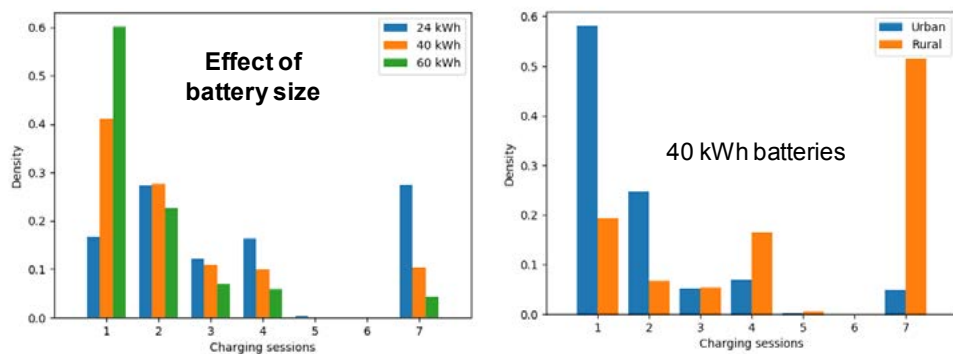


Figure 2 : Nombre de sessions de charge selon la taille de la batterie, et selon la zone (urbaine ou rurale).

●●● Dans un premier temps nous avons estimé le nombre de sessions de charge par semaine pour une recharge non systématique (c'est-à-dire si besoin) avec un critère binaire simplifié : pour un véhicule avec une batterie de taille W_{bat} , un besoin énergétique pour le prochain trajet W_{i+1} et une marge de sécurité ρ , l'utilisateur se recharge si l'état de charge (SOC) est tel que

$$\text{recharge si } SOC < \rho \cdot W_{i+1} / W_{bat}$$

Ce modèle simplifié a été appliqué aux données de mobilité France pour évaluer le nombre de sessions de recharge. De façon attendue, il apparaît que le nombre de sessions diminue si la taille de batterie augmente, et que dans les zones rurales il y a majoritairement sept sessions de charge par semaine (figure 2).

La modélisation du comportement vis-à-vis de la recharge

Depuis quelques années le comportement des utilisateurs a évolué ; il va continuer à évoluer du fait de l'augmentation des capacités des batteries. La réduction du coût des batteries et l'augmentation des densités énergétique et massique permet aux constructeurs d'augmenter – à coût, masse et volume constants – la capacité embarquée. Il est donc utile de pouvoir construire des modèles plus proches du comportement des utilisateurs.

Des analyses récentes menées dans le cadre du projet anglais *Electric Nation* [5] montrent que les utilisateurs ne re-

chargent plus systématiquement, même s'ils ont accès à une borne. Ce projet a été mené avec plus de 600 participants et plusieurs catégories de véhicules (tout électrique ou hybride rechargeable). Il ressort une moyenne de 2,83 sessions de recharge par semaine pour les véhicules tout électrique. Une étude menée aux Pays-Bas [6] fait ressortir des tendances similaires. Ainsi, il est important de pouvoir représenter au mieux ce comportement pour évaluer l'impact de la recharge sur les réseaux de distribution d'électricité.

Afin de pouvoir simuler un impact local des véhicules électriques à partir de données de mobilité locales, nous avons – sur la base de l'étude anglaise – construit un modèle (figure 3) plus précis que le précédent, et qui définit une probabilité de recharge en fonction de l'état de charge de la batterie à l'arrivée (SOC), du besoin éner-

gétique pour le prochain trajet, W_{i+1} , d'une marge de sécurité, ρ , et un facteur de comportement α . Ainsi, en dessous du seuil ξ , la recharge est systématique, et au-delà cela dépend du comportement.

$$\text{Probabilité} = \begin{cases} 1 & \text{si } SOC < \xi \\ 1 - \left(\frac{SOC - \xi}{1 - \xi}\right)^\alpha & \text{si } SOC > \xi \end{cases}$$

$$\xi = \rho \cdot W_{i+1} / W_{bat}$$

Le modèle a ensuite été calibré avec les données du projet *Electric Nation*, c'est-à-dire que le coefficient α a été évalué pour trois familles de véhicules en fonction de la taille moyenne des batteries : petites batteries (30 kWh), batteries moyennes (45 kWh) et grandes batteries (80 kWh). Pour chaque gamme de batterie, des comportements différents ont pu être isolés [3].

Caractériser les effets du comportement

La modélisation du comportement des utilisateurs permet d'évaluer les effets de foisonnement, c'est à dire – pour une flotte – la puissance de pointe moyenne par véhicule. En effet, à l'échelle d'une flotte, tous les véhicules ne commencent pas leur recharge simultanément, et n'ont pas tous les mêmes besoins, ainsi la puissance de charge maximale de la flotte est inférieure à la somme des puissances de charge de chaque VE.

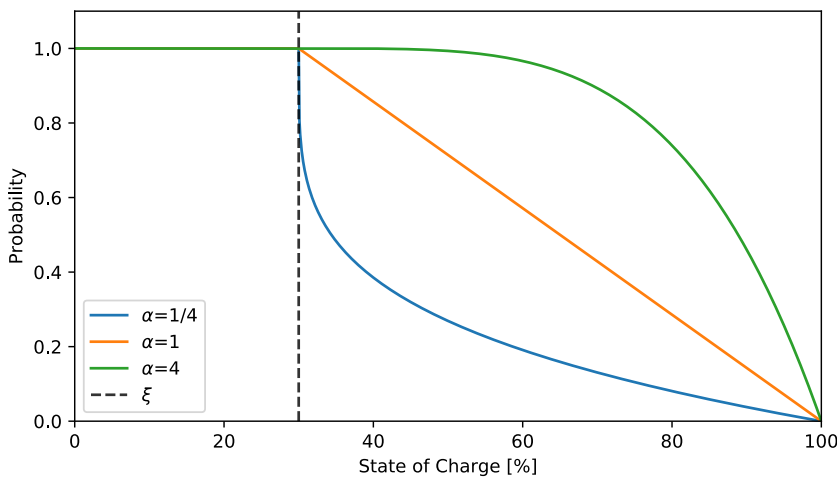


Figure 3 : Modélisation de la probabilité de recharge (illustration pour trois types de comportements) : probabilité haute (high plug-in, vert), moyenne (average plug-in, orange), et basse (low plug-in, bleu).

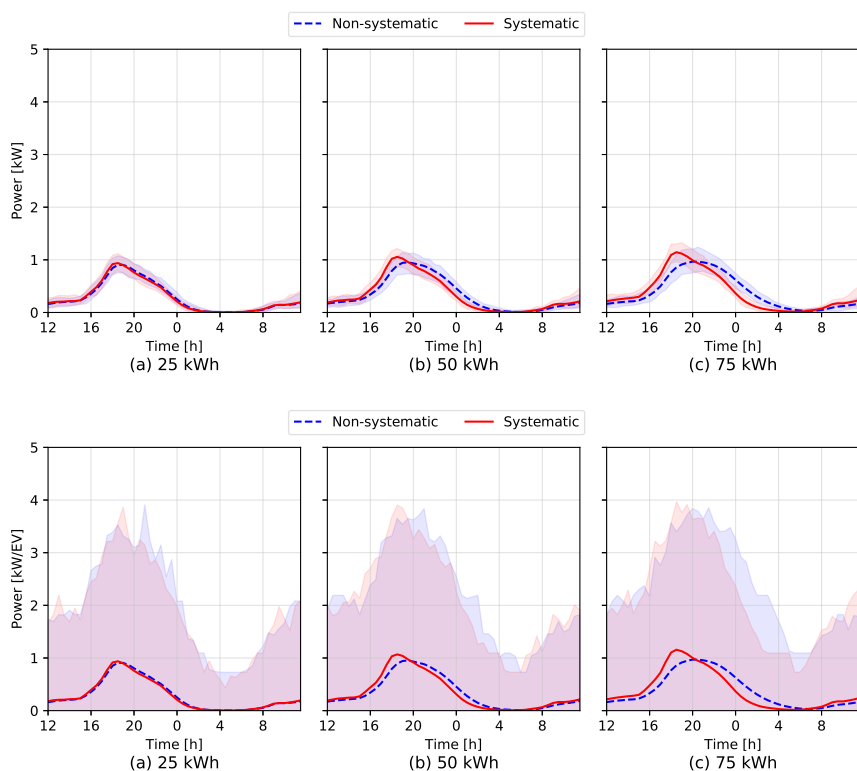


Figure 4 : Profil de recharge moyen par VE pour des flottes de 20 (haut) ou 1000 VE (bas). Cas de recharges systématique ou non-systématique avec chargeur 7,4 kVA, et recharges non pilotées. Les zones ombrées représentent la dispersion des profils.

Les effets sur le coefficient de foisonnement

La prise en compte de cet effet de foisonnement est importante pour le dimensionnement des réseaux de distribution. Cette méthodologie est déjà appliquée pour les charges classiques : à l'échelle des réseaux basse tension, la puissance de dimensionnement du poste HTA/BT n'est pas la somme des puissances souscrites par les clients en aval. Les modèles ont permis d'étudier ce foisonnement pour des flottes avec trois tailles de batteries (25 kWh, 50 kWh et 75 kWh), et trois types de bornes (3,7 kVA, 7,4 kVA et 11 kVA).

La figure 4 permet d'illustrer ce foisonnement qui dépend de la taille de la flotte, donc de la maille géographique. Les cas de 20 VE (quartier) et 1000 VE (poste source HTB/HTA) ont été regardés pour une charge non contrôlée (pas d'effet de synchronisation liée à un signal prix), pour plusieurs tailles

de batteries et en comparant une recharge systématique et non-systématique (avec $\alpha = 1,31$). Il est à noter que lorsque la taille de la flotte augmente, la dispersion du profil de consommation autour du profil moyen se réduit. Ainsi, le foisonnement s'améliore avec une flotte plus grande. Pour 20 VE, le coefficient serait environ $(0,6 \approx 4 \text{ kW}/7 \text{ kW})$, alors qu'il peut atteindre 0,15 pour 1000 VE.

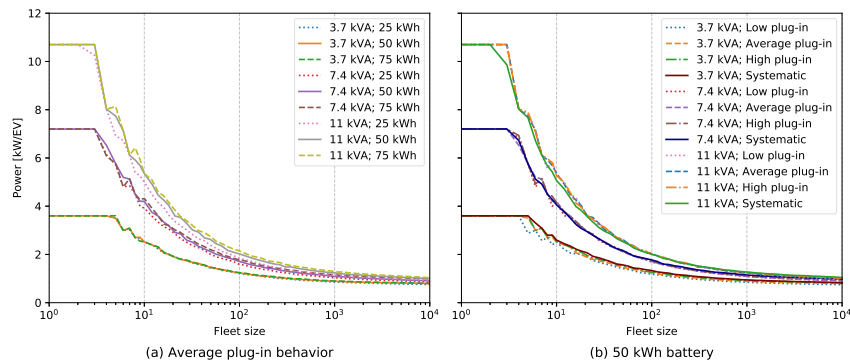


Figure 5: Analyse du foisonnement. Pic de charge par VE pour différentes tailles de flottes, taille de batterie, puissance des bornes, et comportement de charge.

L'étude a aussi permis d'évaluer l'évolution de ce facteur de foisonnement en fonction de plusieurs paramètres : la taille des batteries, le comportement de recharge (systématique ou non), la puissance des chargeurs, et la taille des flottes. Il apparaît que les plus importants sont les deux derniers (figure 5). Le foisonnement augmente avec la taille de la flotte, ainsi les pointes de consommation atteignent environ 1 kW/VE pour plus de 10000 VE.

Enfin, le cas d'une recharge déclenchée par un signal de type « heures creuses » a également été regardé. Comme attendu, le facteur de foisonnement est moins prononcé du fait d'un effet de synchronisation, ce qui incite à être vigilant dans la définition d'un signal prix qui aiderait à la gestion de l'équilibre global au détriment d'un impact local. L'expérience française issue de la gestion des ballons d'eau chaude devrait être un atout.

Les effets sur le potentiel de flexibilité locale

Dans le cas des réseaux de distribution, l'appel à la flexibilité peut se faire sur plusieurs heures. Il y a une notion de puissance (niveau de contrainte à lever) mais aussi d'énergie (durée de la contrainte). Cette question énergétique est importante si cette flexibilité doit être apportée par des batteries (stationnaires ou mobiles). Dans le cas d'un véhicule, la flexibilité dépend de plusieurs paramètres :

- l'état de charge de la batterie à l'arrivée au point de charge ;
- la quantité d'énergie demandée ;
- la puissance de la borne ;
- la durée de stationnement.

Compte-tenu de ces paramètres il sera possible (ou pas) de moduler la puissance de charge, voire de décaler ou interrompre temporairement la recharge. Et si l'infrastructure de charge est bidirectionnelle, il est possible d'envisager des phases de décharge dans le laps de temps imparti.

Cette flexibilité accessible en mode bidirectionnel peut être représentée par une surface (figure 6). Les niveaux haut et bas sont les limites énergétiques de la batterie, et les pentes sont les puissances maximales de charge et de décharge. Nous avons alors évalué les potentiels de flexibilité (en énergie) pour des flottes de 1000 VE en mode bidirectionnel en fonction de la taille des batteries, des puissances de chargeurs, et des habitudes de recharge, systématique ou non (figure 7). Il apparaît qu'à puissance de chargeur donnée, l'augmentation de la taille des batteries n'augmente pas ou peu la flexibilité (surtout en charge non-systématique). Cette flexibilité peut être augmentée avec une borne de plus forte puissance, mais il est surtout préférable d'inciter à un branchement systématique.

Coupler mobilité et développement renouvelable

Le développement de la mobilité électrique aura encore plus de sens si la re-

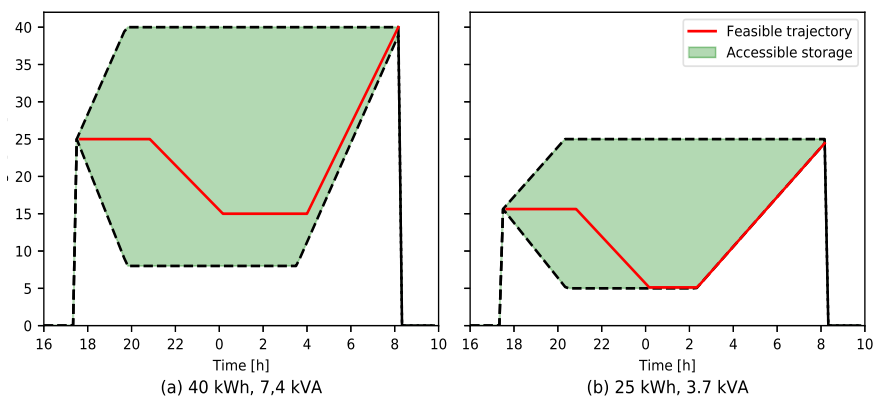


Figure 6: Exemple de domaine de flexibilité (zone verte) pour deux tailles de batterie et deux puissances de point de charge en mode bidirectionnel.

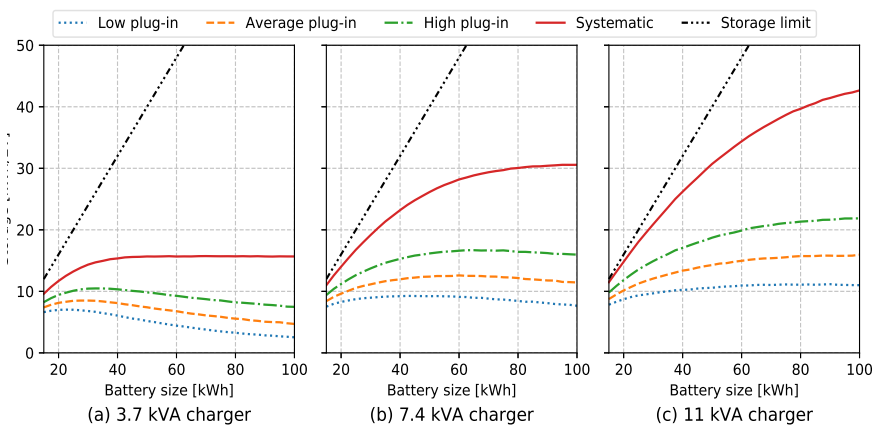


Figure 7: Énergie accessible pour la flexibilité en fonction de la taille des batteries et du comportement des utilisateurs, et pour trois puissances de bornes. Évaluation pour une flotte de 1000 VE.

charge peut se faire avec une électricité peu carbonée. Sur ce sujet, la France est un cas atypique du fait de son parc nucléaire, qui, associé à la production renouvelable, a permis en 2020 d'avoir un contenu en CO₂ moyen de 36 g/kWh [7].

Dans les prochaines années, la production renouvelable locale est appelée à se développer davantage, en particulier

la production PV avec des objectifs de 35 à 44 GW en 2028 (pour 10 GW en 2020) dont 50 % de fermes solaires au sol. Ce chiffre est ambitieux compte tenu du niveau actuel. Cela fait environ +30 GW en 8 ans. A horizon 2050, RTE a établi plusieurs scénarios [8] allant de 70 GW à 200 GW. Les réseaux de distribution seront donc très sollicités, en particulier les réseaux ruraux pour raccorder les parcs de quelques MW.

Construction d'un cas d'étude

Ce développement de la production solaire a servi de cadre à une étude de couplage avec la mobilité électrique à l'échelle d'un poste source HTB/HTA. Une structure de réseau a été reconstruite à partir des données disponibles sur le site d'Enedis [9], et couplée à une

“ Dans les prochaines années, la production renouvelable locale est appelée à se développer davantage, en particulier la production PV avec des objectifs de 35 à 44 GW en 2028 (pour 10 GW en 2020) dont 50 % de fermes solaires au sol. ”

Paramètres	Scénario		
	VE seuls	Continuité	Synergies
Taux de diffusion des VE	50 %	50 %	100 %
Taux d'accès à un point de charge au travail	30 %	30 %	50 %
VE avec recharge à domicile	9794	9794	13995
Stratégie de recharge à domicile	Heures creuses	Heures creuses	Creux de conso
VE avec charge au travail	4387	4387	14625
Stratégie de recharge au travail	Puissance moyenne	Puissance moyenne	Creux de conso
Puissance PV en toiture	-	26,9 MW	60,5 MW
Installations solaire PV au sol	-	42,1 MW	9,3 MW

Tableau 1 : Principaux paramètres pour chaque scénario.

demande électrique locale (à la maille des postes HTA/BT) estimée à partir des informations à l'échelle des mailles IRIS et des profils de consommation par typologie de consommateurs (résidentiel, tertiaire, industrie, ...). Ces données publiques ne donnent pas une description exacte de la réalité mais permettent de construire un cas pertinent pour illustrer ce couplage entre véhicules électriques et production PV. Le choix s'est porté sur une zone mixte urbaine et rurale : le poste électrique de *La Boriette* qui alimente la ville de Brive-la-Gaillarde et ses alentours. Ce poste est constitué de 3 transformateurs 36 MVA et comporte 19 départs, dont 13 départs urbains et péri-urbains (longueurs estimées inférieures à 15 km pour des départs peu ramifiés) et 6 départs ruraux (estimations de 20 à 70 km, avec une ramification beaucoup plus importante). En ce qui concerne la répartition des installations PV, trois catégories sont considérées avec des tailles individuelles basées sur les chiffres moyens en France : petites installations en toiture (4,3 kW, 30 % de la capacité installée en France), toitures de grande taille (110 kW, pour 21 % de la capacité), et fermes au sol (3 MW,

“ En ce qui concerne la répartition des installations PV, trois catégories sont considérées avec des tailles individuelles basées sur les chiffres moyens en France : petites installations en toiture, toitures de grande taille et fermes au sol. ”

pour 49 %). A l'échelle régionale, cette répartition peut varier. Par exemple pour la région Nouvelle Aquitaine les chiffres sont respectivement de 12 %, 23 % et 65 %.

Trois scénarios étudiés

La présente étude a été réalisée en considérant l'horizon 2035 qui représente une étape intermédiaire importante vers la trajectoire de 2050. En termes de raccordement PV, l'objectif 2028 a été extrapolé pour atteindre 70 GW en 2035 (soit +60 GW par rapport à 2020). Une extrapolation supplémentaire conduirait à 130 GW en 2050 soit une moyenne parmi les scénarios de 2050 considérés par RTE.

Trois scénarios ont été considérés :

- « **VE seuls** », avec un taux de pénétration de 50 % pour les véhicules électriques. Ramené à l'échelle nationale, ce taux équivaut à 16 millions de VE en 2035, soit un scénario haut évalué par RTE [10]. Pour chaque maille administrative, nous considérons les véhicules des résidents (charge de nuit) et des personnes qui y travaillent en journée (charge sur le lieu de travail).

- « **Continuité** », extrapolation de l'objectif de 2028 à 2035 pour le développement PV à l'échelle nationale, en maintenant la part actuelle de la région Nouvelle Aquitaine (19 %), et en appliquant, à la maille locale, le taux régional de déploiement en toiture (petites ou grandes tailles). Dans cette approche, 60 % de la capacité installée correspond à des fermes solaires au sol, et

“ Avec un taux de 50 %, le déploiement des seuls VE ne pose pas de contraintes spécifiques. En revanche, le déploiement des installations PV (scénario « continuité ») génère beaucoup de refoulement, des tensions hautes et des surcharges de lignes. ”

●●● nous considérons un raccordement sur départ existant (donc avec des risques de contraintes plus importantes). Sur le lieu de travail la recharge se fait avec une stratégie simplifiée dite « puissance moyenne » (ratio de l'énergie à fournir par la durée de stationnement).

- « Synergies », pour favoriser le déploiement des installations PV en toiture au détriment des installations au sol. Cela conduit à une plus forte concentration dans les zones plus densément peuplées. Avec moins d'installations au sol, cela réduit les contraintes de tensions hautes sur des départs ruraux. Cela va favoriser la synergie entre les besoins de charge des VE et la production PV locale. A domicile et sur le lieu de travail, la recharge se fait par une

optimisation qui vise à remplir les creux de consommation (*valley-filling*) sur la période de stationnement.

Résultats

L'étude permet ainsi de mener des calculs de flux de puissance pour évaluer les contraintes en tension et courant susceptibles d'affecter le réseau selon les trois scénarios. Il est également possible d'évaluer l'énergie refoulée vers le réseau HTB. Les résultats des calculs des grandeurs électriques (calculs de flux de puissance) sont donnés dans le tableau 2. Avec un taux de 50 %, le déploiement des seuls VE ne pose pas de contraintes spécifiques. En revanche, le déploiement des installations PV (scénario « continuité ») génère

L'auteur

Marc Petit est Professeur des Universités à CentraleSupélec et membre émérite de la SEE.



Il mène ses travaux de recherche sur les smart grids

au sein du laboratoire GeePs où il est responsable de l'équipe « réseaux électriques ». Depuis 2012, il est co-titulaire de la chaire Armand Peugeot sur l'électromobilité avec des travaux sur l'intégration des véhicules électriques dans les smart grids.

beaucoup de refoulement, des tensions hautes et des surcharges de lignes. Ce scénario nécessiterait des renforcements du réseau ou des appels à des flexibilités locales. Dans le scénario « Synergies », les contraintes en tension haute et les surcharges ont disparu car la production est principalement en toiture à proximité de la demande, avec des véhicules qui se rechargent lorsque la demande nette (demande – production PV locale) est faible.

Indicateurs	Scénario			
	Cas de base (sans VE)	VE seuls	Continuité	Synergies
Demande annuelle totale [GWh]	263,8	294,5	294,5	327,9
Pour les VE	0	30,7	30,7	64,1
Production locale PV [GWh]	0	0	85,8	82,3
Refoulement vers le réseau HTB [GWh]	0	0	9,1	<0,1
Nombre d'heures de refoulement (h)	0	0	1082	<10
Puissance maximale soutirée [MW]	57,8	62,08	60,1	59,3
Puissance minimale soutirée [MW]	14,4	14,9	-22,7	-0,8
Taux de charge maximal des lignes	50,2%	54,4%	104,7%	54,7%
Tension minimale sur les nœuds [pu]	0,965	0,957	0,957	0,965
Tension maximale sur les nœuds [pu]	1,01	1,01	1,098	1,03

Tableau 2 : Principaux indicateurs issus des calculs de flux de puissance sur le réseau HTA de la zone considérée.

Conclusion et recommandations

Dans le cadre des objectifs de décarbonation de la production et des usages, les réseaux de distribution vont devoir accueillir plusieurs millions de véhicules électriques, et permettre le raccordement d'installations PV de différentes tailles (des installations individuelles en toiture de quelques kW jusqu'aux fermes au sol de plusieurs MW). Ces deux évolutions sont susceptibles de générer des contraintes sur les réseaux qui obligeraient à des renforcements coûteux.

Il apparaît que le comportement des utilisateurs (charge systématique ou non) impacte peu l'effet de foisonnement (figure 5) mais davantage le potentiel de flexibilité (figure 7).

Pour la combinaison entre production PV et les VE, il apparaît préférable de favoriser les installations PV en toiture (en particulier les zones plus densément peuplées) en association avec l'installation de bornes de charge sur le lieu de travail pour favoriser la charge en journée (dans le scénario « Synergies », 50% des utilisateurs de VE avaient accès à un point de charge sur le lieu de travail). La méthodologie qui a été

construite pourrait s'appliquer à d'autres zones du territoire.

Enfin, le potentiel de flexibilité qui peut être offert par les VE va également nécessiter des incitations à se connecter et le déploiement de services spécifiques pour lever des contraintes locales. Même si le volume de flexibilité est plus important en mode bidirectionnel, il ne sera probablement pas nécessaire que tous les VE soient « V2G compatibles ». Ce sera une question d'optimisation entre le coût de déploiement des solutions V2G et leur valorisation. Par exemple, des flottes d'entreprises peuvent représenter un cas intéressant à exploiter [2]. ■

Résumé

Le fort développement attendu des véhicules électriques (VE) est susceptible d'impacter les réseaux de distribution avec des contraintes de gestion ou de respect des niveaux de tension réglementaires. Par ailleurs, la part des sources de production distribuées raccordées à ces mêmes réseaux va continuer à augmenter. Compte tenu des capacités de flexibilité intrinsèques que peuvent apporter les véhicules électriques, il est cohérent d'évaluer le couplage avec la production locale pour réduire les contraintes sur le réseau. C'est dans cet esprit qu'a été menée une étude académique en commençant par modéliser le comportement des utilisateurs de VE, puis l'impact de la taille des flottes et des comportements sur les pointes de puissance. Enfin, le couplage avec une production photovoltaïque est considéré à une maille locale et à horizon 2035 en s'appuyant sur des données publiques. La configuration la moins contraignante a été identifiée. ■

Abstract

The strong deployment of electric vehicles (EV) that is expected in the coming years might impact the distribution networks with voltage constraints or congestion. Additionally, the share of distributed renewable energy sources (RES) connected to these grids should continue to grow. Given the intrinsic flexibility that EV can bring, it is relevant to evaluate the coupling with RES to reduce the occurrence of distribution grid constraints. In that way, an academic study has been carried out, starting by modelling the behavior of EV users, and the grid impact of the EV charging. Finally, the coupling with RES has been considered at a local scale (for the year 2035) using public data. The less restrictive configuration has been identified. ■

Références

- [1] voir article EDF dans ce dossier
- [2] voir l'article sur V2G dans le cahier Azur du présent numéro
- [3] Felipe Gonzalez Venegas, « Electric vehicle integration into distribution systems. Considerations of user behavior and frameworks for flexibility implementation », thèse de l'Université Paris-Saclay, 2021.
- [4] INSEE, Mobilités professionnelles en 2015 : déplacements domicile - lieu de travail, 2018. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3566477>
- [5] Western Power Distribution, "Electric Nation Customer Trial Final Report," Tech. Rep., 2019
- [6] J. R. Helmus, M. H. Lees and R. van den Hoed, "A data driven typology of electric vehicle user types and charging sessions," Transportation Research Part C: Emerging Technologies, vol. 115, p. 102-637, Jun. 2020
- [7] RTE, bilan électrique 2021
- [8] RTE, futurs électriques 2050, principaux résultats
- [9] Enedis, <https://data.enedis.fr/pages/accueil/?id=init>
- [10] RTE, « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », mai 20189