



HAL
open science

Participation d'une flotte de véhicules électriques au réglage primaire de fréquence

Paul Codani, Marc Petit, Yannick Perez

► **To cite this version:**

Paul Codani, Marc Petit, Yannick Perez. Participation d'une flotte de véhicules électriques au réglage primaire de fréquence. 1er Symposium de Génie Électrique (SGE 2014), Jul 2014, Cachan, France. hal-01065177

HAL Id: hal-01065177

<https://hal.science/hal-01065177v1>

Submitted on 18 Sep 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Participation d'une flotte de véhicules électriques au réglage primaire de fréquence

Paul CODANI^{1,2}, Marc PETIT¹, Yannick PEREZ³

¹SUPELEC, département Énergie, 91190 Gif-Sur-Yvette

²PSA Peugeot Citroën, Direction Recherche Innovation et Technologies Avancées, 78140 Vélizy-Villacoublay

³Laboratoire RITM, Université Paris-Sud, 91400 Orsay

RÉSUMÉ – Tirer profit de la disponibilité des véhicules électriques (VE) et les utiliser comme moyen de stockage diffus pour le réseau électrique est une solution pour diminuer le coût de cycle de vie élevé de ces derniers. La littérature présente le réglage de fréquence comme la solution la plus profitable pour les véhicules électriques. Ce papier propose une évaluation des gains économiques potentiels pour une flotte de véhicules électriques participant au réglage primaire, dans le cas Français. Dans un premier temps, le comportement d'une flotte de VE est modélisé. La participation de cette flotte au réglage primaire de fréquence est ensuite simulée. Deux stratégies de réglage, une avec échanges de puissance bidirectionnels entre les véhicules et le réseau, et une avec échanges unidirectionnels, sont comparées. Les résultats fournissent des indications sur la taille idéale de la flotte, et sur la caractérisation des échanges de puissance avec le réseau.

Mots-clés – Véhicules Électriques, Réglage de fréquence

1. INTRODUCTION

Les objectifs de réduction de la pollution, des émissions de gaz à effet de serre, et de la dépendance énergétique vis-à-vis des ressources fossiles ont ouvert de nouvelles perspectives de développement pour les véhicules électriques (VE). En effet, ces derniers sont capables d'apporter des solutions alternatives crédibles aux véhicules thermiques dans les domaines évoqués ci-dessus, en considérant la totalité du cycle de vie d'un véhicule [1]. En conséquence, les politiques publiques d'aide au développement du VE se multiplient : financement de la R&D, réduction de taxes, incitations non financières (possibilité d'utiliser les voies de bus, les parkings...) ou incitation à l'achat. En France, c'est cette dernière solution qui a été retenue, avec une prime à l'achat actuelle d'une valeur de 6300€ pour un véhicule tout électrique en 2014.

Cependant, le marché du VE peine à décoller. Les VE n'ont représenté que 0.67% du total des immatriculations de véhicules en France en 2013 (14000 immatriculations de VE), et ce pourcentage n'atteint que 3.1% en rajoutant les véhicules hybrides¹. Le marché européen ne se porte guère mieux, si l'on considère que la France est de loin le premier marché européen pour les véhicules électriques (bien qu'il existe quelques marchés de niche, comme en Norvège). Au niveau mondial, les VE en circulation ne représentaient que 0.02% de la flotte à la fin 2012 [2].

Une solution envisagée pour diminuer le coût de possession d'un VE est d'utiliser sa batterie comme moyen de stockage

pour le réseau lorsqu'il est raccordé à ce dernier. Cette solution est envisageable dans la mesure où les VE disposent d'une bonne flexibilité énergétique et temporelle. En effet, un véhicule est utilisé en moyenne 6 heures par semaine en France, pour un trajet quotidien moyen de 21km [3] (soit une consommation d'à peu près 4.2kWh, récupérables en 1h30 avec une charge lente de 3kW). Qui plus est, la proportion de véhicules d'une même flotte garés simultanément chute rarement en-dessous de 80% [4].

Cette technologie, parfois nommée « Vehicle-to-Grid » (V2G), a été introduite dans la littérature scientifique en 1997 [5]. Plusieurs solutions techniques peuvent être envisagées, dont les plus étudiées sont : intégration des énergies renouvelables intermittentes [6, 7, 8], minimisation des coûts de recharge en jouant sur les prix de l'électricité [9, 10, 11], réglage de tension [12] et réglage de fréquence [13, 11, 14, 15].

Il a été démontré que les marchés électriques les plus profitables économiquement pour les VE sont ceux qui rémunèrent à la disponibilité (soit en €/MW) et non à l'utilisation (soit en €/MWh), et ceux qui sollicitent peu en énergie mais requièrent une forte réactivité [16]. Ainsi, le réglage de fréquence (voir section 2) représente une des meilleures opportunités parmi les services réseaux pour une flotte de VE [16]. Cependant, les différentes études menées dans la littérature sur ce sujet ne convergent pas vers les mêmes résultats. Par exemple, [16] calcule une rémunération de 1900€ à l'année, alors que [17] ne parvient qu'à une centaine d'euros par an, ou encore [18] qui affiche 21200€ de revenue pour la durée de vie d'une batterie (à peu près 10 ans). Ces différences de résultat s'expliquent par la sensibilité des modèles à la zone géographique considérée (spécificité des marchés électriques), au modèle de flotte utilisé et autres hypothèses de simulations.

L'objectif de ce papier est de réaliser une évaluation des revenus économiques potentiels pour une flotte de VE participant au réglage primaire de fréquence en France à l'horizon 2020, et de mettre ces résultats en perspectives avec ceux des études mentionnées ci-dessus. Deux stratégies de réglage sont mises en oeuvre. La première est contrainte par des échanges de puissance unidirectionnels, depuis le réseau vers les véhicules. La seconde permet des échanges bidirectionnels entre le réseau et les véhicules, i.e. les véhicules sont capables de réinjecter de l'énergie sur le réseau.

Le document est structuré comme suit. Dans la section 2, le principe de fonctionnement du réglage primaire de fréquence en

1. Données AVERE France

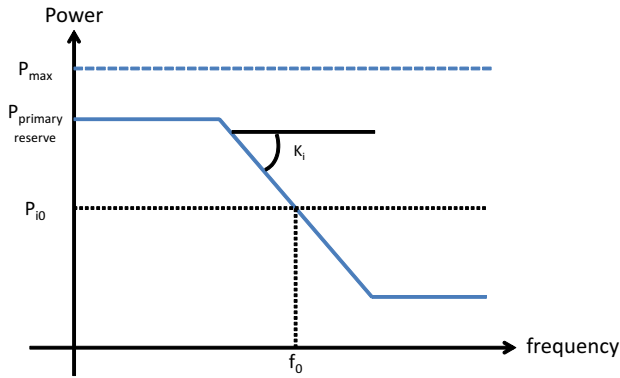


Fig. 1. Courbe puissance-fréquence d'un groupe traditionnel pour le réglage primaire de fréquence

France est rappelé, et le modèle de ce réglage utilisé pour nos simulations est détaillé. La section 3 présente le modèle du comportement de la flotte de véhicule. Les algorithmes et paramètres de simulations sont ensuite exposés dans la section 4, dont les résultats sont discutés en section 5. Enfin, la section 6 présente la conclusion.

2. LE RÉGLAGE DE FRÉQUENCE

2.1. Le réglage primaire de fréquence en France

La valeur de la fréquence du réseau électrique, qui fluctue en permanence, est contrôlée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) en assurant l'équilibre production-consommation à tout instant. Lorsqu'une déviation de fréquence survient, le réglage primaire est le premier réglage activé, quasi instantanément. Son objectif est de contenir la déviation de fréquence, mais la fréquence n'est pas restaurée à sa valeur nominale. Les ressources qui font partie de la réserve primaire sont tenues de mesurer la fréquence localement et de répondre instantanément aux écarts de fréquence. Traditionnellement, ce réglage est assuré par des boucles de contrôle sur la vitesse de rotation des alternateurs des centrales de production.

En France, le réglage de fréquence est organisé par RTE. La réserve primaire de fréquence est d'environ 700MW. Les unités de production dont la puissance nominale est supérieure à 40MW ont l'obligation d'avoir la capacité de participer à ce réglage, mais ont néanmoins le choix d'y participer ou non. Si une unité décide d'y participer, elle doit le faire selon les règles exposées ci-après. Pour toute déviation de fréquence comprise entre -200 et 200mHz , la réponse d'une unité est caractérisée par son énergie réglante K (ou gain de réglage primaire) selon la formule :

$$P_i - P_{i0} = \min(P_{\text{primary reserve}}; K_i(f - f_0)) \quad (1)$$

Avec P_i , P_{i0} et P_{max} les puissances respectivement de réglage, nominale et maximale du groupe de production i , f la fréquence à l'instant t et f_0 la fréquence nominale. La valeur du gain K est fixée en accord avec RTE. Pour toute déviation supérieure à $\pm 200\text{mHz}$, la totalité de la réserve (soit à minima $2.5\%P_{\text{max}}$) doit être délivrée [19]. La figure 1 représente la courbe puissance-fréquence d'un groupe traditionnel répondant à l'équation 1.

De plus, l'activation de la puissance de réglage est soumise

aux contraintes suivantes [20] :

- l'unité doit être capable de restituer la moitié de sa puissance de réglage dans les 15secondes, et l'intégralité en 30secondes
- mesures de fréquence avec une précision égale ou supérieure à 10mHz
- une bande morte est autorisée à hauteur de 20mHz
- la période de relevé de la fréquence doit être comprise entre 0.1 et 1 secondes

Les unités qui décident de faire partie de la réserve primaire de fréquence s'engagent auprès de RTE à assurer une puissance de réglage en respectant les conditions suscitées. Chaque jour, elles se voient assigner une capacité par RTE en J-1 par pas de 30 minutes [21]. En contrepartie, ces réserves sont rémunérées à la capacité pour chaque demi-heure par un tarif administré à hauteur de 8.48€/MW [21].

2.2. Limites du modèle français, perspectives d'évolution et modèle retenu

Historiquement, les règles décrites ci-dessus ont été mises en place par et pour des centrales de production. Elles sont peu adaptées aux unités de stockage, et peu ouvertes à la concurrence. Certains GRT, qui ont entamé des changements dans leur réglementation, ont développé des règles plus adéquates pour les VE [22].

Ainsi, les nouveaux network codes de l'ENTSOE, qui sont en cours de rédaction, augurent de changement à venir dans la manière d'organiser le réglage de fréquence. Tout d'abord, le réglage de fréquence devra être organisé par un marché (et non par une répartition arbitraire de la réserve), et éviter les barrières aux nouveaux entrants [23]. Un cadre de Demand Side Response (DSR) particulièrement adapté aux unités de stockage et aux charges contrôlables est évoqué dans [24] : DSR Very Fast Active Power Control (DSR VFAPC). En conséquence, considérant que nous nous plaçons à l'horizon 2020, et en se basant sur des études d'autres GRT [22], nous supposons le réglage primaire organisé par un marché horaire (à la manière des marchés déjà organisés, par exemple, aux États-Unis ou au Danemark). L'agrégateur (voir section 3.4) soumet une offre (un prix plus une capacité) pour chaque heure. La taille minimum de l'offre ainsi que la granularité des offres sont supposées égales à 100kW . Les prix d'un marché sont soumis à des variations, et nous n'utilisons donc pas le tarif fixe de RTE pour nos évaluations économiques, mais des données issues d'autres marchés européens (voir section 4.2). Nous supposons de plus, comme il l'est suggéré par l'ENTSOE [25], que les agrégations de véhicules électriques sont autorisées. Enfin, nous supposons que le marché reste symétrique, i.e. la capacité offerte à la hausse (régulation "DOWN") et celle offerte à la baisse (régulation "UP") doivent être égales.

En Europe, la réserve primaire est dimensionnée par rapport aux plus importantes unités de production, lesquelles ne seront pas amenées à changer dans les prochaines années. Qui plus est, la part énergétique de la France en Europe ne va pas connaître de changements majeurs dans les années à venir. En conséquence, nous considérerons pour nos calculs que la réserve primaire en France en 2020 sera la même que la réserve actuelle, i.e. 700MW. Cette hypothèse est également conforme avec certaines études qui montrent qu'une augmentation de la part des énergies renouvelables dans les mix énergétiques de différents pays ne se traduit pas par une augmentation des besoins en réserve de fréquence [26].

2.3. Jeu de données fréquence

En l'absence de données publiques pour les valeurs de la fréquence, nous avons construit notre propre jeu de valeurs qui s'étend sur 5 jours, du 28 Mars au 1^{er} Avril 2014. Les mesures ont été réalisées avec un fréquencemètre, avec une période de 1s et une précision de 1mHz. Ce jeu de données répond ainsi aux exigences de l'ENTSOE (voir 2.1). La figure 2 montre l'évolution de la fréquence sur une heure (l'impact du changement d'heure de 21h à 22h peut être observé).

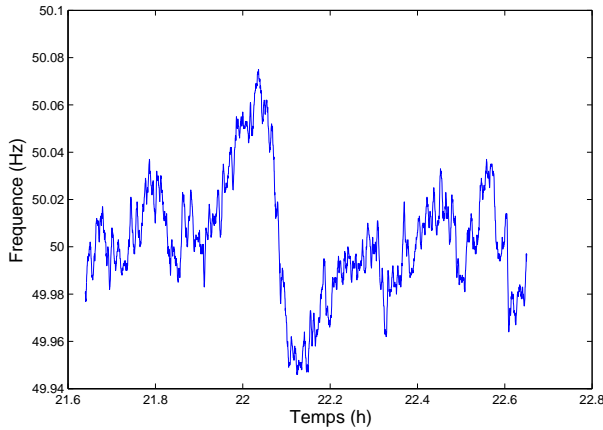


Fig. 2. Évolution de la fréquence sur une heure, le 28/03/14 entre 21h37 et 22h37

3. MODÉLISATION DE LA FLOTTE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES

3.1. Les véhicules électriques

Nous nous plaçons à l'horizon 2020, date à laquelle, selon les prévisions de l'International Energy Agency (IEA) [2], la flotte de VE en France devrait être constituée de 2 millions de véhicules. Cependant, ces objectifs semblent très optimistes au vu des ventes actuelles, et il est certain que tous les véhicules ne rejoindront pas un programme de réglage de fréquence proposé par un agrégateur. En conséquence, nous modélisons une flotte de $N_{VE} = 200.000$ VE.

La capacité de la batterie des VE est d'une importance faible sur les résultats, et 64% des VE en France en 2013 possédaient une batterie de 22kWh, nous considérerons donc que tous les VE ont une batterie de 22kWh, avec la contrainte $0.2 < SOC/SOC_{max} < 0.9$ pour ne pas atteindre les niveaux limites de l'état de charge.

3.2. Les infrastructures de recharge

La caractérisation précise des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) est très importante, puisqu'elle va conditionner la puissance maximale disponible pour le réglage de fréquence. Comme détaillé dans la section 3.3, nous restreignons les déplacements des VE au simple trajet domicile-travail. Il y a donc deux possibilités de recharge pour els VE : au domicile sur le *point de charge (PDC) principal* ou au travail sur le *PDC secondaire*. Nous appliquons le principe « un VE, un PDC » pour les PDC principaux, i.e. chaque VE dispose d'un PDC pour se recharger à domicile. Concernant la possibilité de se recharger sur un PDC secondaire, le nombre d'IRVE qui seront déployées dans les lieux de travail à l'horizon 2020 étant

incertain, nous distinguons plusieurs scénarios détaillés dans le tableau 1.

Tableau 1. Les différents scénarios pour les points de charge secondaires

Scénarios	Véhicules ayant un PDC secondaire au travail
Scénario 1	0%
Scénario 2	25%
Scénario 3	50%
Scénario 4	75%

Il existe quatre niveaux de puissance de recharge possibles, qui correspondent à des niveaux de tension et intensité standards : la *recharge normale* à 3kW (230V, 1-phase, 16A) ou à 7kW (230V, 1-phase, 32A); la *recharge accélérée* à 22kW (400V, 3-phases, 32A) et la *recharge rapide* à 43kW (400V, 3-phases, 64A ou courant continu). Nos hypothèses pour les niveaux de puissance de la flotte, en fonction du lieu de recharge (principal ou secondaire), sont détaillées dans le tableau 2.

Tableau 2. Répartition des Points de Charge (PDC), pour la recharge principale et la recharge secondaire, déduite de [27]

Type de charge	PDC Principal (Privé et public)	PDC secondaire
Normale A - 3kW	95%	35%
Normale B - 7kW	5%	34%
Accélérée 22kW	0%	29%
Rapide 43kW	0%	2%

Toutes les recharges en PDC principal s'effectuent en recharge *normale*, dont la majorité en 3kW. La répartition des PDC secondaires est plus uniforme, hormis la recharge *rapide* qui reste marginale.

3.3. Modèle d'utilisation de la flotte par les conducteurs

Afin d'évaluer la participation d'une flotte au réglage de fréquence, il est nécessaire de modéliser l'utilisation des VE pour le transport. Les quatre données qui découlent de cette utilisation et dont nous avons besoin pour nos simulations sont : (a) le nombre de trajets par jour, (b) la durée de chaque trajet, (c) les horaires de départ de chaque trajet et (d) la consommation énergétique de chaque trajet.

Nous faisons l'hypothèse simplificatrice que les VE sont utilisés uniquement pour le trajet domicile - travail quotidien, ce qui correspond à un aller-retour dans la journée. Nos 5 jours de données de fréquence (voir 2.3) nous permettent de faire des simulations sur une semaine de travail entière. La distance quotidienne de chaque véhicule d est tirée d'études internes PSA Peugeot Citroën, à laquelle nous ajoutons une incertitude normale :

$$d \sim \mathcal{N}(d_{donnees}; \sigma) \quad (2)$$

avec $\sigma = 5km$. Nous déduisons la durée de chaque trajet de cette distance, en utilisant une vitesse moyenne v_{moy} . Cette vitesse moyenne est aussi issue d'études internes à PSA Peugeot Citroën. Elle est elle même issue de vitesses moyennes calculées pour les trajets sur autoroute, sur route, en ville de province

et à Paris, pondérées par les pourcentages de roulage sur chaque portion.

Les horaires de départ de chaque trajet sont également distribués selon des lois normales, dont les moyennes et écart-types sont fixées pour correspondre le mieux aux trajets domicile-travail. Enfin, la consommation de chaque trajet est fournie par des données issues du projet Cross-border mobility for EVS (CROME). Ce projet européen, dont le but premier était de démontrer l'interopérabilité des IRVE entre la France et l'Allemagne, a rendu ses données publiques [28]. Nous distinguons deux consommations : une consommation "hiver" $c_{hiv} = 184Wh/km$ et une consommation "été" $c_{ete} = 129Wh/km$.

3.4. L'agrégateur

Un agrégateur a un rôle fondamental dans un projet d'une flotte de VE participant au réglage de fréquence, celui de présenter la flotte comme une unique entité vis-à-vis du GRT. En effet, cette mise en commun des ressources de plusieurs véhicules est nécessaire car : (a) un VE seul n'a pas la puissance nécessaire pour participer au réglage de fréquence ; (b) un VE seul est susceptible d'être débranché à tout moment pour être utilisé pour sa fonction primaire, et les GRT attendent de leur réserve qu'elle soit fiable ; et (c) les GRT n'ont pas les moyens de communication suffisants pour traiter chaque VE séparément. Un agrégateur peut s'attaquer à ces problèmes en présentant une unique entité au GRT, fiable et stable statistiquement [29, 6].

D'un point de vue technique, un agrégateur exécute deux algorithmes principaux : un algorithme de planification, qui estime la disponibilité de la flotte sur les prochains créneaux horaires et permet de calibrer les offres faites au réseau, et un algorithme de répartition, qui répartit les flux de puissance entre les véhicules durant l'heure opérationnel. Nous supposons dans cette étude que l'algorithme de planification de l'agrégateur est performant, et nous ne le modélisons pas. Autrement dit, l'offre faite par l'agrégateur au GRT local est acceptée à tout instant, et précise par rapport à la puissance effectivement disponible à l'arrondi près de 100kW (voir section 2.2).

4. ALGORITHMES ET PARAMÈTRES DE SIMULATION

4.1. Algorithme de répartition

L'algorithme de répartition des flux de puissance entre les VE, implémenté par l'agrégateur, est inspiré de la solution mise en place dans le projet de démonstration de l'Université du Delaware, laquelle est présentée dans [29]. Dans ce projet, 17 véhicules sont constitués en agrégation, et participent au réglage de fréquence secondaire du GRT local PJM. Cette coalition de VE est certifiée, et participe au marché du réglage secondaire au même titre que les centrales de production classique.

La stratégie adoptée dans le cas de nos simulations est la suivante, en considérant les hypothèses faites en section 2.2 sur le marché du réglage de fréquence :

1. Pour chaque pas de temps fixé δt , chaque véhicule calcule son propre point de fonctionnement. Le point de fonctionnement d'un véhicule, noté *POP*, représente son taux de charge autour duquel il va pouvoir participer au réglage de fréquence. Il est équivalent au point de fonctionnement d'une centrale traditionnelle. Par exemple, si un VE dispose d'une borne de 7kW bidirectionnelle, et que son point de fonctionnement est de -3kW (convention générateur, donc charge à 3kW), alors sa puissance pour le réglage de fréquence sera de 4kW (de -7 à 1kW). Du calcul de

son POP, le VE en déduit donc sa puissance maximale disponible pour le réglage de fréquence P_{reg_i} , qu'il communique à l'agrégateur. Le calcul du POP dépend de la possibilité ou non d'effectuer des échanges bidirectionnels avec le réseau électrique, il est présenté dans la section 4.1.1 pour le cas bidirectionnel et dans la section 4.1.2 pour le cas unidirectionnel.

2. L'agrégateur effectue une mesure de la fréquence du réseau, et en fonction de la valeur relevée f , et de la puissance mise dans le marché P_b (obtenue par l'algorithme de planification), il en déduit la puissance réelle à fournir au réseau P_r :

$$P_r = \begin{cases} -\frac{f - f_0}{f_{max} - f_0} P_b, & |f - f_0| < 0.2Hz \\ P_b, & |f - f_0| \geq 0.2Hz \end{cases} \quad (3)$$

Avec $f_0 = 50Hz$ et $f_{max} = 50.2Hz$ pour répondre aux exigences de l'ENTSOE (voir section 2.1).

3. Une fois que P_r est calculée par l'agrégateur, ce dernier calcule un facteur de correction μ , égal au rapport entre la puissance à fournir au réseau et la puissance mise à disposition par les véhicules :

$$\mu = \frac{P_r}{\sum_{i=1}^{N_{VE}} P_{reg_i}} \quad (4)$$

4. L'agrégateur communique ensuite à chaque véhicule la puissance qu'il doit fournir suite à la dernière mesure de fréquence $\mu * P_{reg_i}$.
5. Retour à l'étape 1) si le *POP* est modifiable, i.e. $t \equiv 0 \pmod{\delta t}$, ou à l'étape 2) le cas échéant.

La figure 3 résume le fonctionnement de l'algorithme. Ce schéma se répète pour chaque mesure de la fréquence (toutes les secondes). Il est à noter qu'il existe deux pas de temps bien distincts : celui du relevé de fréquence, défini par les contraintes de sécurité du réseau (= 1seconde), et celui de modification du point de fonctionnement δt de chaque VE, défini par le fonctionnement du marché. Comme nous faisons l'hypothèse d'un marché horaire, nous supposons également $\delta t = 1h$.

Enfin, il est à noter que la solution envisagée est une solution décentralisée ; les véhicules décident eux-mêmes de leur propre puissance maximum disponible pour le réglage et de leur point de fonctionnement. Il existe des algorithmes centralisés, dans lesquels l'agrégateur prend les décisions à la place des VE. Théoriquement, les algorithmes centralisés permettent de maximiser les gains de la flotte de VE. Néanmoins, [30] montre que les gains supplémentaires d'un algorithme centralisé par rapport à un décentralisé sont minimes. En revanche, le temps de calcul est démultiplié, et cette solution est donc moins envisageable en pratique. Au contraire, la stratégie décentralisée de l'université du Delaware a fait ses preuves en pratique.

4.1.1. Mode Bidirectionnel - calcul du point de fonctionnement

La stratégie de calcul du POP pour le mode bidirectionnel est également inspirée de celle mise en place à l'université du Delaware. Elle prend en compte les besoins en transport du conducteur, selon les formules suivantes [29] :

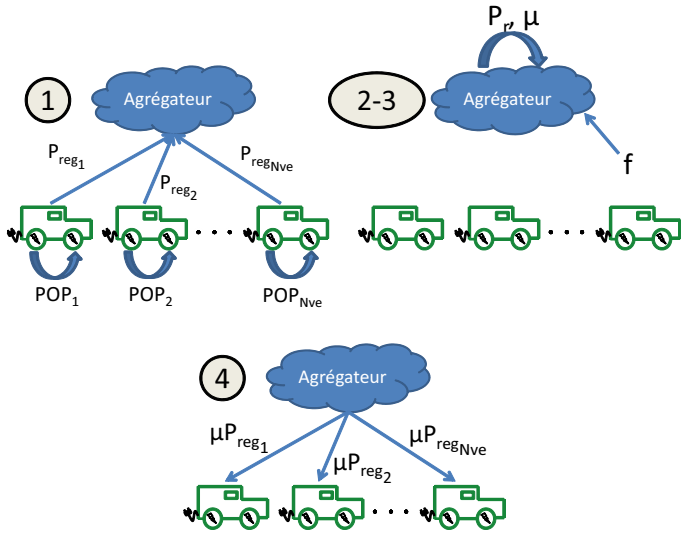


Fig. 3. Schéma de principe de l'algorithme décentralisé de participation des VE au réglage de fréquence

$$\begin{cases} POP(t) = \frac{P_h + P_b}{2} \\ P_h = -\min(P_{max}, \frac{SOC_{max} - SOC}{\delta t}) \\ P_b = \min(P_{max}, \frac{SOC - E_{min}(t + \delta t)}{\delta t}) \\ P_{reg}(t) = P_{max} - |POP(t)| \end{cases} \quad (5)$$

Avec SOC l'état de charge de la batterie, $E_{min}(t)$ l'énergie minimum nécessaire à l'instant t pour assurer le prochain trajet, SOC_{max} la limite haute de SOC et P_{max} la puissance transmissible maximum. Afin de connaître le minimum d'énergie requis à tout instant, nous supposons que les conducteurs communiquent l'heure et l'énergie requise pour leur prochain trajet à l'agrégateur (via, par exemple, une interface dans le véhicule ou sur l'IRVE). Nous supposons que les conducteurs estiment chacun de leur trajet comme étant égal à leur plus long trajet sur les 5 jours ; en effet, compte-tenu de la "range anxiety" provoquée par la relativement faible capacité des batteries, ceux-ci auront probablement tendance à surestimer la distance de leur prochain trajet pour s'assurer une recharge suffisante.

La figure 4 expose les résultats d'une simulation pour un véhicule avec la stratégie de recharge bidirectionnelle. Le cas particulier représenté correspond à un véhicule ayant un PDC principal de 3kW et pas de PDC secondaire. Ainsi, durant les périodes pendant lesquelles le conducteur est au travail, le SOC reste constant (par exemple de 35h à 40h). Au domicile, le véhicule participe au réglage de fréquence (par exemple de 65h à 80h). Durant cette phase, le SOC varie en fonction de la puissance de réglage, elle-même dépendante de la fréquence du réseau. Lorsque le prochain trajet se rapproche, on assiste à une augmentation du POP en valeur absolue, et en conséquence une diminution de la puissance disponible pour la régulation.

4.1.2. Mode Unidirectionnel - calcul du point de fonctionnement

Dans le cas unidirectionnel, la POP est calculé pour représenter la puissance de charge constante nécessaire pour atteindre le niveau de charge requis pour le prochain trajet :

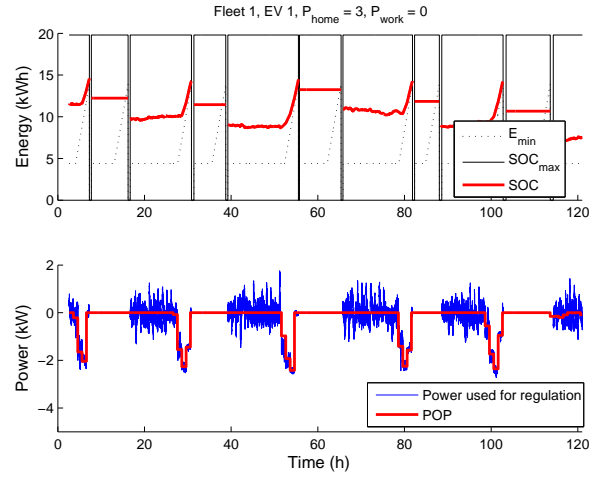


Fig. 4. Résultats d'une simulation pour un unique VE avec réglage bidirectionnel, avec $P_{home} = 3kW$ et $P_{work} = 0kW$

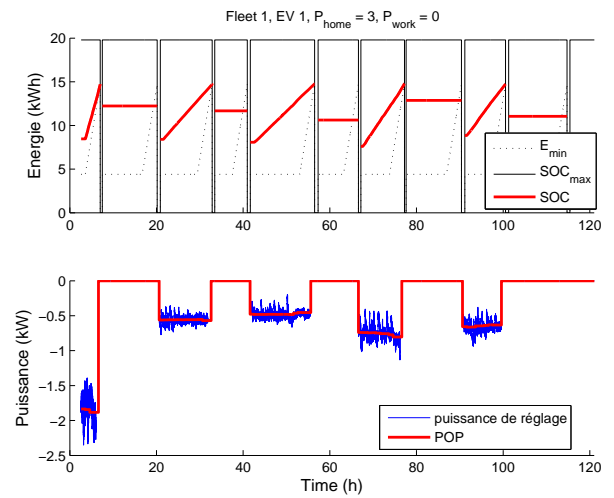


Fig. 5. Résultats d'une simulation pour un unique VE avec réglage unidirectionnel, avec $P_{home} = 3kW$, $P_{work} = 0kW$

$$POP = \frac{E_r - SOC}{\Delta t} \quad (6)$$

avec E_r l'énergie requise pour le prochain trajet (estimée comme pour le mode bidirectionnel), SOC l'état de charge de la batterie et Δt l'intervalle de temps avant le prochain départ. Cette stratégie est mise en place car la symétrie du marché impose d'avoir un POP non nul pour pouvoir participer au réglage de fréquence dans le cas unidirectionnel.

La figure 5 expose les résultats d'une simulation pour un véhicule avec la stratégie de recharge unidirectionnelle, pour le même scénario que figure 4. Les résultats sont comparables (SOC constant au travail, et régulation au domicile), hormis le fait notable que la symétrie du marché impose d'avoir un POP non nul pour participer au réglage.

4.2. Les paramètres de simulation

Afin d'évaluer la rémunération perçue par la flotte de VE, nous devons convertir la puissance disponible pour la régulation

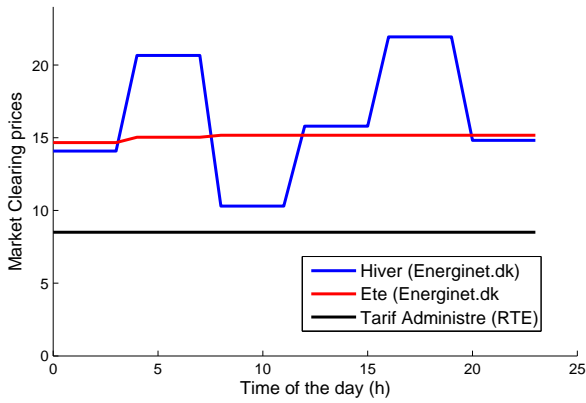


Fig. 6. Prix de marché pour le réglage de fréquence primaire Energinet.dk (été et hiver, deux jours choisis arbitrairement) et RTE (tarif fixe)

en rémunération par l'application d'un prix au MW. Comme expliqué en 2.2, le tarif administré français a de forte chance d'évoluer vers un marché à enchères dans le futur. Afin d'anticiper cette réalité, nous utilisons des prix de marché d'Energinet.dk. Ce GRT danois est également situé au sein du Continental Europe Group de l'ENTSO-E. Comme pour la consommation des véhicules, nous considérons deux saisons distinctes pour la variabilité des prix : les prix de marché des trimestres 4 de 2012 et 1 de 2013 sont utilisés pour les prix « hiver », tandis que les prix de marchés des trimestres 2 et 3 de 2013 sont utilisés pour les prix « été ». Ces données sont disponibles en ligne [31]. Pour chaque simulation, nous effectuons un tirage au sort de cinq jours consécutifs parmi les trimestres évoqués. La figure 6 représente les variations de prix « hiver » et « été » pour deux journées arbitrairement choisies, ainsi que le tarif fixe actuel de RTE.

Pour chaque scénario, et pour chaque type de réglage, nous effectuons 10 simulations avec les paramètres "été" et 10 simulations avec les paramètres "hiver", sur 100 véhicules. Les résultats sont exposés en partie suivante.

5. RÉSULTATS

Les résultats présentés dans cette partie sont ou rapportés par véhicule, ou ramenés à une flotte de 200.000 VE avec un facteur d'échelle.

5.1. Rémunération de la flotte

Les résultats des simulations sont présentés dans le tableau 3, avec la rémunération moyenne par véhicule et par scénario pour les 5 jours de simulation. Nous supposons que l'agrégateur répartit équitablement la rémunération de la flotte entre les véhicules. Les prix affichés correspondent à une moyenne sur l'ensemble des simulations lancées, ainsi qu'une moyenne des résultats obtenus pour les deux saisons "été" et "hiver".

La rémunération obtenue avec des échanges bidirectionnels est beaucoup plus importante qu'elle ne l'est avec de simples échanges unidirectionnels. De plus, la sensibilité de la rémunération au niveau de pénétration d'IRVE au travail est faible pour le réglage unidirectionnel. En effet, dans ce cas, la puissance disponible pour la régulation est grandement conditionnée par les besoins en énergie pour le transport. Or ces derniers sont indépendants du niveau de pénétration des IRVE au travail.

Tableau 3. Rémunération moyenne d'un véhicule (en €) sur les cinq jours de simulation, pour les différents modes de réglage, et les différents scénarios concernant les points de charge

Scénario PDC	Réglage	
	unidirectionnel	bidirectionnel
Scénario 1	0.51€	2.97€
Scénario 2	0.55€	5.00€
Scénario 3	0.58€	7.04€
Scénario 4	0.61€	9.08€

Afin de déduire la rémunération annuelle, il serait nécessaire de prendre en compte les week-ends, avec des comportements différents de ceux modélisés pour la semaine. Par manque de données, les comportements en week-end étant beaucoup plus erratiques, nous ne modélisons pas la participation durant les week-end. La rémunération sur les jours ouvrés (dont on suppose le nombre égal à 251) par véhicule et par an varie de 25€ pour le cas le plus défavorable (réglage unidirectionnel, scénario 1) à plus de 450€ pour le cas le plus favorable (bidirectionnel, scénario 4).

Les rémunérations obtenues dans le cas unidirectionnel ne semblent pas suffisantes pour motiver le développement de cette technologie. En effet, il faudrait répartir les sommes obtenues entre l'agrégateur et les véhicules. L'incitation financière serait alors trop faible d'une part pour que l'agrégateur ait un retour sur investissement positif, et d'autre part pour inciter les conducteurs à rejoindre un programme de réglage de fréquence. Au contraire, dans le cas le plus favorable, la rémunération obtenue semble suffisamment élevée pour inciter des agrégateurs à développer cette filière et des conducteurs à y prendre part, d'autant plus que le résultat ne comprend pas les rémunérations en week-end.

5.2. Taille de la flotte

Le tableau 4 présente les puissances horaires minimum et moyennes fournies par la flotte, pour les différents modes de réglage et scénarios.

Tableau 4. Puissances horaires minimum P_{min} et moyennes P_{moy} fournies par une flotte de 200.000VE

Scenarios	Unidirectionnel		Bidirectionnel	
	P_{min} (MW)	P_{moy} (MW)	P_{min} (MW)	P_{moy} (MW)
Scenario 1	0	102	1.6	311
Scenario 2	0	109	6.5	501
Scenario 3	0	116	11.4	692
Scenario 4	0	123	16.2	882

La puissance minimum horaire fournie en mode unidirectionnel est toujours nulle, car dès que le POP est nul la puissance disponible pour le réglage est nulle également.

Ces niveaux de puissance sont à mettre en perspective avec le niveau de la réserve française, approximativement de 700MW (voir 2.2). La question de la taille idéale de la flotte se pose : dans le scénario 4 et pour le cas bidirectionnel, la flotte sature la réserve primaire en moyenne. Ainsi dans ce cas, la taille

de la flotte est presque trop importante, et l'agrégateur serait contraint de limiter ses offres à certains moments. Cette information est importante, car elle démontre qu'il ne serait pas nécessaire d'avoir une flotte de millions de véhicules pour participer efficacement au réglage de fréquence, et que cette technologie sera probablement envisageable à un horizon temporel relativement court.

5.3. Limites de l'étude

Le cadre d'étude présenté dans ce papier comprend deux manquements principaux.

Premièrement, la dégradation de la batterie liée à la participation au réglage de fréquence n'a pas été prise en compte. Plusieurs travaux qui portent sur les stratégies de recharge des VE ont essayé de chiffrer la dégradation de la batterie [18, 32, 33]. La référence [34] propose même un modèle de dégradation de la batterie pour les application de Vehicle-to-Grid. Cependant, les modèles utilisés dans ces papiers sont toujours empruntés à d'autres travaux, et ils n'ont pas été réalisés pour ces applications particulières. Aucune expérimentation n'a jamais confirmé l'application de ces courbes théoriques au cas du V2G. En conséquence, les conclusions de ces travaux ne convergent pas. De leur côté, les « experts » batterie sont divisés sur le sujet : certains assurent que les multiples petits cycles dégraderont la batterie fortement, tandis que d'autres assurent que réaliser ces cycles autour de 50% de SOC pourrait au contraire préserver la durée de vie de la batterie.

Ensuite, le coût d'investissement sur les IRVE pour les rendre bidirectionnelles n'a pas été considéré. Plusieurs cas sont envisageables, notamment en fonction de la nature de l'agrégateur. Si celui-ci est un opérateur de mobilité, il se peut qu'il n'ait aucun coût supplémentaire à supporter, ce dernier étant pris en compte par le constructeur des IRVE (pour rendre plus attractifs ses stations de recharge par exemple). En revanche si l'agrégateur est un gestionnaire de stations de recharge, il est probable que l'investissement supplémentaire rentre dans son modèle d'affaire. Dans tous les cas, ces coûts resteraient relativement bas par rapport au prix d'un point de charge, il s'agirait essentiellement de sécurité à rajouter pour les flux de puissance depuis les véhicules vers le réseau. De même pour les VE, la plupart des composants sont déjà présents à l'intérieur du VE : la batterie est déjà réversible, les composants du redresseur peuvent être utilisés pour l'onduleur, etc ...

6. CONCLUSIONS

Ce papier propose une analyse économique de la participation d'une flotte de VE au réglage de fréquence primaire dans le cas Français. Des stratégies de recharge unidirectionnelle et bidirectionnelle sont comparées, ainsi que différents niveaux de pénétration de points de charge sur le lieu de travail.

Les résultats montrent que la rémunération perçue est nettement plus importante avec des stations de recharge bidirectionnelles, et que la pénétration d'IRVE au travail a également un impact substantiel. Par ailleurs, le réglage unidirectionnel ne prend pas avantage de puissances de charge plus élevées. L'analyse des niveaux de puissance moyens et minimums échangés entre le réseau et la flotte de VE montre qu'une flotte de 200.000 véhicules pourrait, sous certaines hypothèses, saturer la réserve régulièrement. En conséquence, le taux de pénétration de VE nécessaire pour rendre cette technologie attractive pourrait être atteint dès 2020.

Les travaux futurs pourraient être de développer un modèle de dégradation de la batterie pour estimer le surcoût induit par les échanges bidirectionnels de puissance. De même, il serait intéressant d'évaluer le coût de mise à niveau d'une infrastructure de recharge pour permettre des échanges bidirectionnels. Ces deux données permettraient de mettre en perspective le surplus de rémunération obtenue avec des échanges bidirectionnels par rapport aux échanges unidirectionnels. Une autre piste serait de réaliser les mêmes simulations pour un marché non symétrique, i.e. pour lequel deux sous-marchés sont organisés pour les réglages à la hausse et à la baisse. Enfin, il serait intéressant d'intégrer des données réelles pour les horaires de départ et de retour du travail, afin de voir si la faible puissance minimum horaire fournie se vérifie.

7. REMERCIEMENTS

Les auteurs voudraient remercier M. Hennebel et M. Demay. Cette publication bénéficie du support de la Chaire « PSA Peugeot Citroën Automobile : Technologies hybrides et Économie de l'Électromobilité, Ci-nommée Chaire Armand PEUGEOT » portée l'École Centrale Paris, l'ESSEC, et SUPELEC, et soutenue par PEUGEOT CITROEN Automobile.

8. RÉFÉRENCES

- [1] ADEME, "Elaboration selon les Principes des ACV des Bilans Energetiques, des Emissions de Gaz à Effets de Serre et des autres Impacts Environnementaux Induits par l'Ensemble des Filieres de Vehicules Electriques et de Vehicules Thermiques, VP de segment B et VUL," ADEME, Tech. Rep., 2013.
- [2] International Energy Agency, "Global EV Outlook," 2013.
- [3] Commissariat General au Developpement Durable, "Les vehicules electriques en perspectives," 2011.
- [4] N. S. Pearre, W. Kempton, R. L. Guensler, and V. V. Elango, "Electric vehicles : How much range is required for a day's driving ?" *Transportation Research Part C : Emerging Technologies*, vol. 19, no. 6, pp. 1171–1184, Dec. 2011.
- [5] W. Kempton and S. Letendre, "Electric Vehilces as a new power electric utilities source for electric utilities," *Transportation Research Part D : Transport and Environment*, vol. 2, no. 3, pp. 157–175, 1997.
- [6] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power implementation : From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy," *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 280–294, Jun. 2005.
- [7] C. Budischak, D. Sewell, H. Thomson, L. Mach, D. E. Veron, and W. Kempton, "Cost-minimized combinations of wind power , solar power and electrochemical storage , powering the grid up to 99 . 9 % of the time," *Journal of Power Sources*, vol. 225, pp. 60–74, 2013.
- [8] J. A. Pecas Lopes and P. M. Rocha Almeida, "Using vehicle-to-grid to maximize the integration of intermittent renewable energy resources in islanded electric grids," *International Conference on Clean Electr. Power Renewable Resources Impacts*, pp. 290–295, 2009.
- [9] S. B. Peterson, J. Whitacre, and J. Apt, "The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage," *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 8, pp. 2377–2384, Apr. 2010.
- [10] A. Hoke, A. Brissette, D. Maksimovic, A. Pratt, and K. Smith, "Electric vehicle charge optimization including effects of lithium-ion battery degradation," *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 1–8, Sep. 2011.
- [11] E. Sortomme and M. a. El-Sharkawi, "Optimal Scheduling of Vehicle-to-Grid Energy and Ancillary Services," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 351–359, Mar. 2012.
- [12] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid," *Electric Power Systems Research*, vol. 81,

- no. 1, pp. 185–192, Jan. 2011.
- [13] S. Han, S. Member, S. Han, and K. Sezaki, “Development of an Optimal Vehicle-to-Grid Aggregator for Frequency Regulation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 65–72, 2010.
- [14] S. Kamboj, W. Kempton, and K. S. Decker, “Deploying Power Grid-Integrated Electric Vehicles as a Multi-Agent System,” *10th Int. Conf. on Autonomous Agents and Multiagent Systems - Innovative Applications Track (AAMAS)*, vol. 1, no. Aamas, pp. 2–6, 2011.
- [15] D. Dallinger, D. Krampe, and M. Wietschel, “Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 302–313, Jun. 2011.
- [16] W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-grid power fundamentals : Calculating capacity and net revenue,” *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, Jun. 2005.
- [17] M. Petit and Y. Perez, “Vehicle-to-grid in France : What revenues for participation in frequency control ?” in *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, May 2013, pp. 1–7.
- [18] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, “Economic Assessment on V2G Frequency Regulation Regarding the Battery Degradation,” *Innovative Smart Grids Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012.
- [19] Reseaux de Transport d’Electricite, “Mémento de la sûreté du système électrique,” 2004.
- [20] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, “Operation Handbook,” 2004.
- [21] Reseaux de Transport d’Electricite, “Documentation technique de référence Article 8 . 10 – Modèle de contrat de participation aux services système,” 2011.
- [22] P. Codani, Y. Perez, and M. Petit, “Diversity of Transmission System Operators for Grid Integrated Vehicles,” in *11th International Conference on European Energy Markets*, 2014.
- [23] European Network of Transmission System Operators for Electricity, “Network Code on Electricity Balancing,” pp. 1–59, 2013. [Online]. Available : <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/>
- [24] —, “Network Code on Demand Connection,” 2012. [Online]. Available : <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/demand-connection/>
- [25] —, “Network Code on Load-Frequency Control and Reserves,” 2013. [Online]. Available : <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/load-frequency-control-reserves/>
- [26] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, E. Lannoye, D. Flynn, M. O. Malley, N. Miller, P. B. r. Eriksen, A. Gø ttig, B. Rawn, and M. Gibescu, “Operating Reserves and Wind Power Integration : An International Comparison Preprint,” in *9th International Workshop on large-scale integration of wind power into power systems*, no. October 2010, 2010, pp. 18–29.
- [27] Commissariat General au Developpement Durable, “Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les vehicules decarbonees,” pp. 1–198, 2013.
- [28] Cross-border Mobility for EVs, “Online publications,” 2013. [Online]. Available : <http://crome.forschung.kit.edu/francais/57.php>
- [29] S. Kamboj, N. Pearre, W. Kempton, K. Decker, K. Trnka, and C. Kern, “Exploring the formation of Electric Vehicle Coalitions for Vehicle-To-Grid Power Regulation,” in *2010 AAMAS workshop on Agent Technologies for Energy Systems*, 2010.
- [30] S. Vandael, T. Holvoet, G. Deconinck, S. Kamboj, and K. Willett, “A comparison of two V2G mechanisms for providing ancillary services at the University of Delaware,” *IEEE International Conference On Smart Grid Communications*, 2013.
- [31] Energinet.dk, “Energinet.dk market clearing prices,” 2013. [Online]. Available : <http://energinet.dk/EN/EI/Engrosmarked/Ultraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>
- [32] S. B. Peterson, J. Apt, and J. Whitacre, “Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization,” *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 8, pp. 2385–2392, Apr. 2010.
- [33] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan, “Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 802–810, 2011.
- [34] S. Han, S. Han, and H. Aki, “A practical battery wear model for electric vehicle charging applications,” *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1100–1108, Jan. 2014.