



HAL
open science

Stratégie de répartition de puissance sur une flotte de véhicules électriques pour une meilleure participation au réglage primaire de fréquence

Pierre Dumont, Marc Petit, Damien-Pierre Sainflou

► To cite this version:

Pierre Dumont, Marc Petit, Damien-Pierre Sainflou. Stratégie de répartition de puissance sur une flotte de véhicules électriques pour une meilleure participation au réglage primaire de fréquence. Journées couplées du GDR SEEDS et de la conférence JCGE - Jeunes Chercheurs en Génie Electrique, GDR SEEDS, Jun 2024, 44490 Le Croisic, France. hal-04828349

HAL Id: hal-04828349

<https://hal.science/hal-04828349v1>

Submitted on 10 Dec 2024

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.

Stratégie de répartition de puissance sur une flotte de véhicules électriques pour une meilleure participation au réglage primaire de fréquence

Pierre DUMONT ^{*†}, Marc PETIT ^{*}, Damien-Pierre SAINFLOU [†]

^{*} GeePs - Laboratoire de génie électrique et électronique de Paris
CNRS, CentraleSupélec, Université Paris-Saclay, Sorbonne Université
11 rue Joliot-Curie, 91190 Gif-sur-Yvette
pierre.dumont@centralesupelec.fr

[†] Stellantis
212 Bd Pelletier, 78955 Carrières-sous-Poissy
pierre.dumont@stellantis.com

RESUME - Le réglage de fréquence est l'un des principaux cas d'utilisation qui ont été analysés et testés pour les services V2G (*vehicle-to-grid*). Cela représente une opportunité pour les agrégateurs mais aussi un risque pour les constructeurs automobiles (OEM, *original equipment manufacturers*) en ce qui concerne la dégradation des véhicules électriques (VE). Il est donc essentiel pour les agrégateurs de minimiser la dégradation pour un service donné fourni au réseau. Dans le cas contraire, les OEM pourraient restreindre tout ou partie de la flexibilité de leurs VE. Dans ce papier, nous présentons une stratégie de répartition pour le réglage de fréquence primaire dont les avantages sont triples : une meilleure efficacité de la conversion AC-DC, une réduction de la durée d'activation des chargeurs embarqués et une amélioration de l'état de santé de la batterie (SOH, *state-of-health*) en moyenne sur la flotte. Deux modélisations sont réalisées pour estimer ces gains : une modélisation statistique fondée sur des chroniques de déviations de fréquence et un modèle par agents qui permet de déterminer l'évolution du SOH et de confirmer les résultats de la modélisation statistique dans le cas d'une flotte de 4 VE.

ABSTRACT - Frequency regulation is one of the main use cases that has been analysed and tested for vehicle-to-grid (V2G) services. This represents an opportunity for aggregators but also a risk for original equipment manufacturers (OEMs) in terms of the degradation of electric vehicles (EVs). It is therefore critical for aggregators to minimise the degradation for a given service provided to the grid. Otherwise, OEMs could restrict all or part of the flexibility of their vehicles. In this paper, we present a dispatch strategy for primary frequency control with three benefits: improved AC-DC conversion efficiency, reduced activation duration for on-board chargers and improved battery state-of-health (SOH) at fleet level. Two models were used to estimate these gains: a statistical model based on historical frequency deviation data, and an agent-based model to determine SOH evolution and confirm the results of the statistical model for a fleet of 4 EVs.

MOTS-CLES - Vehicle-to-grid, vieillissement batterie, réglage de fréquence.

1. Introduction

1.1 Réglage de fréquence

Le réglage de fréquence est essentiel à la stabilité des réseaux électriques en courant alternatif (AC) [1]. La réserve primaire est l'une des trois réserves qui permettent cette régulation : son rôle est de contenir les déviations de fréquence dans un intervalle acceptable, typiquement ± 200 mHz par rapport à la valeur nominale.

Ce service sera d'autant plus important à l'avenir avec le démantèlement de centrales thermiques reliées au réseau par des machines synchrones et l'intégration d'énergies renouvelables interfacées par de l'électronique de puissance, ce qui a tendance à réduire l'inertie du système et augmenter la rapidité des variations de fréquence [2].

Avec l'ouverture à la concurrence de la participation au réglage primaire de fréquence (FCR), les entités de réserve (EDR) privées comme les agrégateurs de véhicules électriques (VE) peuvent devenir acteurs du marché. Les acteurs retenus sont rémunérés en fonction de la puissance offerte plutôt que des échanges effectifs en watt-heures. La différence entre la puissance maximale de l'EDR et sa puissance instantanée effective représente une flexibilité additionnelle, permettant différentes stratégies de répartition de puissance dans la flotte pour un même service donné.

1.2 Règles de participation à la FCR

Le Réseau de transport d'électricité (RTE) définit les règles de participation au réglage primaire de fréquence [1], [3]. Cette section vise à les résumer.

La loi de régulation que doit suivre l'entité de réserve est donnée par l'équation 1 :

$$p - p_c = k(f - f_n) \quad (1)$$

où :

- p (en unité réduite, p.u., relativement à RP_{max}) est la puissance instantanée effectivement échangée avec le réseau. Elle peut être positive ou négative en fonction de si l'agrégateur doit soutirer ou injecter de l'énergie au réseau (respectivement). p est compris entre -1 et $+1$: il sature à ces valeurs si la déviation de fréquence devient trop importante.
- P_{max} (en kW) représente le maximum physique que les VE peuvent charger/décharger en valeur absolue. Cette grandeur est définie par la borne de recharge et par le chargeur embarqué dans le véhicule.
- RP_{max} (en kW) définit les limites de p . Il est lié à P_{max} par l'inégalité suivante : $P_{max} \geq 110\% RP_{max}$
- p_c (en p.u., relativement à RP_{max}) est la puissance de consigne, spécifique aux entités de réserve participant via des batteries. Elle permet une "gestion active du stock" (GAS) qui consiste en une puissance que l'EDR peut appeler (positivement ou négativement) pour garder le niveau de charge (SOC, *state-of-charge*) dans un intervalle lui permettant de continuer à fournir le service de réglage de fréquence. Sa valeur absolue est de $1 - \frac{RP_{max}}{P_{max}}$.
- k (en Hz^{-1} ou en s) est le gain proportionnel. RTE accepte des gains allant de 5 à 25 Hz^{-1} . Dans le reste de cet article, nous considérons un gain qui minimise l'énergie échangée, soit $k = 5 \text{ Hz}^{-1}$.
- f (en Hz) : la fréquence instantanée mesurée sur le réseau.
- f_n (en Hz) : la fréquence nominale du réseau. Pour l'Europe continentale, $f_n = 50 \text{ Hz}$.

D'autres restrictions existent, provenant de RTE ou des règles communes du marché 'FCR Cooperation' [5] :

- Le retard de p sur f ne peut pas dépasser 30 s. Nous considérons ici que les VE répondent instantanément à la déviation de fréquence.
- l'entité de réserve doit à tout instant être capable de soutenir $p = \pm 1$ pendant 15 minutes.
- le niveau de la gestion active de stock ne peut pas être modifié s'il l'a déjà été pendant les 15 dernières minutes. De plus, si le réseau est en état d'alerte, la puissance de consigne ne peut pas être modifiée si elle contribuerait à aggraver l'état du réseau. L'état d'alerte est déclenché si la déviation de fréquence dépasse 50 mHz pendant 15 minutes ou si elle dépasse 100 mHz pendant 5 minutes. Par exemple, si la fréquence est au-dessus de 50.1 Hz durant les 5 dernières minutes, la puissance de consigne ne peut pas être diminuée car cela mènerait à une diminution de la consommation, soit une augmentation de la fréquence.
- la participation au marché commun du réglage primaire de fréquence se fait sur des blocs pré-définis de 4 heures (par exemple : 04h00-08h00, 12h00-16h00, etc. 19h30-23h30 n'est pas une option)
- la granularité des offres est fixée à 1 MW. Nous ignorons cette règle ici pour modéliser de plus petites flottes.

1.3 Littérature et contributions

Les stratégies de répartition de puissance ne sont pas exhaustivement explorées dans la littérature. Dans [6], les auteurs introduisent le concept de point de fonctionnement préféré (POP, *preferred operating point*) pour les véhicules électriques, mais il ne prend en compte que les besoins de l'utilisateur en termes de mobilité, et non en termes de vieillissement ou de dégradation.

Les stratégies des agrégateurs pour limiter le vieillissement sont particulièrement explorées dans [7]. Les auteurs proposent une stratégie de répartition qui minimise la perte de SOH (*state-of-health*) en créant des profils de puissance sur mesure pour les VE participants, en fonction de l'historique de leur batterie. Cependant, cela suppose que les besoins futurs du réseau en termes de puissance soient connus à l'avance, ce qui n'est pas le cas pour le réglage de fréquence.

Dans [8], les auteurs explorent la dégradation de la batterie due à la participation au réglage de fréquence, mais pour résoudre ce problème, ils proposent des lois de régulation propres qui ne conviennent pas aux exigences des gestionnaires de réseau de transport, étant ainsi limitées aux réseaux électriques insulaires.

Ce papier propose une stratégie de répartition des agrégateurs visant à réduire la dégradation de la flotte. L'usure de la batterie est analysée, mais d'autres composants tels que le chargeur embarqué (OBC, *on-board charger*) sont également examinés. La section suivante explique la stratégie de répartition utilisée et présente deux méthodes pour évaluer les avantages de cette stratégie. La section 3 présente les résultats de ces deux méthodes. Enfin, la section 4 conclut et discute des résultats et des perspectives pour de futurs travaux.

2. Méthodologie

2.1 Stratégie temps réel proposée pour des services FCR

La motivation originelle derrière la stratégie de répartition proposée découle de la forme de la courbe d'efficacité énergétique de l'OBC (voir figure 1). Les déviations de fréquence étant généralement de faible amplitude, la puissance maximale de la flotte n'est presque jamais requise. En utilisant une stratégie décentralisée uniforme, chaque VE recevrait la même puissance, dans la zone de faible efficacité. Les pertes d'énergie seraient alors maximales.

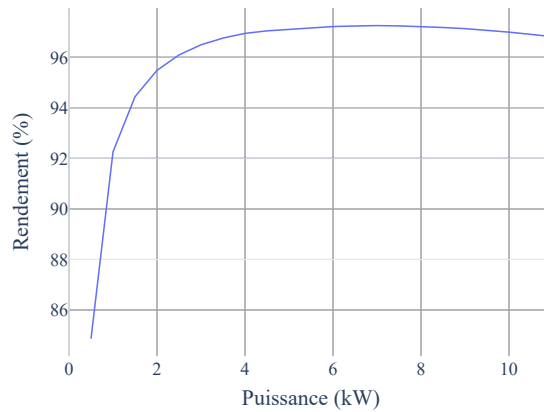


Figure 1: Efficacité du chargeur embarqué pour une tension batterie de 400 V et une température de 20°C (données non-publiques de Stellantis)

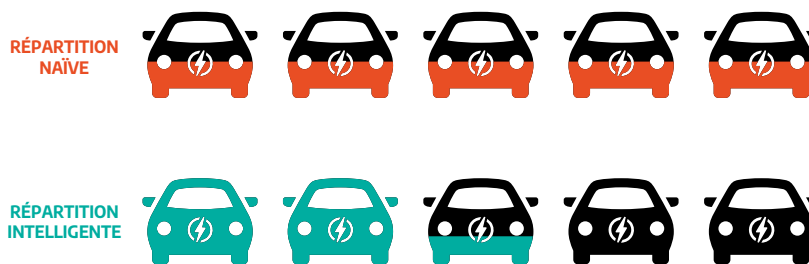


Figure 2: Stratégie proposée (intelligente) opposée à la stratégie uniforme (naïve)

Au lieu de toujours engager uniformément tous les VE de la flotte, nous proposons de les appeler les uns après les autres afin de maximiser le nombre de VE fonctionnant à pleine puissance, comme décrit dans la figure 2. De la sorte, l'efficacité est améliorée. Ainsi, notre stratégie est avant tout une stratégie de réduction des pertes énergétiques. Cependant, cette stratégie implique immédiatement un autre avantage, car à tout instant une partie de la flotte n'est pas sollicitée, comme illustré dans la figure 2. Cela réduit le temps de fonctionnement du chargeur embarqué et contribue à réduire son vieillissement. La durée d'activation de l'OBC est une métrique que nous examinerons dans les prochaines sections de ce papier.

Cette stratégie doit être complétée par un critère de tri pour déterminer l'ordre dans lequel les véhicules électriques VE seront déployés, c'est-à-dire définir un "ordre de mérite". Ce critère peut simplement résulter d'un tirage aléatoire des véhicules de la flotte. Ici, nous proposons de choisir l'état de charge (SOC) comme critère de tri. Puisque des niveaux élevés de SOC contribuent fortement au vieillissement calendaire de la batterie [8], l'idée est de réduire autant que possible l'état de charge, même si cela signifie effectuer davantage de cycles batterie. En fonction du signe de $(f - f_n)$, les véhicules sont triés dans un ordre croissant ou décroissant (voir figure 3). Avec cet ordre de mérite, mis à jour fréquemment, les VE avec un faible SOC profiteront des contributions de puissance positives (lorsque $f > f_n$) pour se charger, tandis que les VE avec un SOC élevé déchargeront lorsque l'injection est requise (lorsque $f < f_n$) afin d'améliorer leur vieillissement calendaire.

Dans le reste de cet article, nous désignerons le seul VE qui n'est ni à pleine puissance ni à zéro comme le VE marginal.

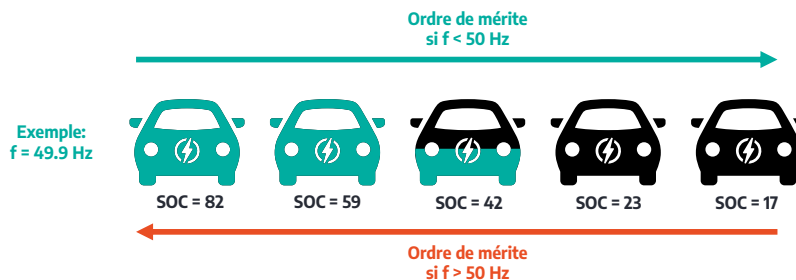


Figure 3: Ordre de mérite proposé sur un exemple de fréquence inférieure à la fréquence nominale : l'EDR doit injecter, donc les VE avec un SOC plus élevé contribuent en premier

2.2 Modélisation statistique

La méthode la plus simple pour comparer la stratégie de répartition naïve avec la stratégie intelligente est de se concentrer sur la série temporelle des déviations de fréquence $\Delta f(t) = f(t) - f_n$. Les données sont disponibles auprès de RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France, et consistent en des déviations de fréquence par rapport à la valeur nominale de 50 Hz surveillées toutes les 10 secondes. Pour les applications numériques, les données sont extraites entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2019 [9].

Soit N le nombre de véhicules électriques VE dans la flotte, et $L(P)$ les pertes du chargeur embarqué (OBC), en kW, en fonction du point de consigne de puissance P en kW. Les pertes sont considérées symétriques : les pertes pour P et $-P$ sont égales. Pour simplifier, nous ignorons la possibilité d'activer la gestion active de stock. On suppose que les VE ne sont jamais saturés en SOC. Leur point de consigne de puissance est proportionnel à Δf et se sature à $\pm P_{bid}$, considéré comme étant de 10 kW.

2.2.1 Rendement

Le nombre de véhicules électriques qui fonctionnent à puissance maximale, N_{fp} , est donné par l'équation 2 :

$$N_{fp}(t) = \lfloor N \cdot k \cdot |\Delta f(t)| \rfloor \quad (2)$$

où $\lfloor \cdot \rfloor$ désigne la fonction partie entière inférieure.

Les pertes instantanées de la flotte peuvent être calculées grâce à l'équation 3 :

$$\text{FleetLosses}(t) = N_{fp}(t) \cdot L(P_{bid}) + L(P_{bid} \cdot [N \cdot k \cdot |\Delta f(t)| - N_{fp}(t)]) \quad (3)$$

où $P_{bid} \cdot (N \cdot k \cdot |\Delta f(t)| - N_{fp}(t))$ est la valeur absolue de la puissance du VE marginal.

On peut par conséquent déterminer le rendement moyen de la flotte :

$$\eta(t) = \frac{\text{FleetLosses}(t)}{P_{bid} \cdot k \cdot |\Delta f(t)|} \quad (4)$$

2.2.2 Durée d'activation du chargeur embarqué

Le nombre instantané d'OBC en fonctionnement étant $\lceil N \cdot k \cdot |\Delta f(t)| \rceil$ ($\lceil \cdot \rceil$ se référant à la fonction partie entière supérieure), la durée moyenne instantanée de fonctionnement des OBC est donnée par l'équation 5 :

$$T_{op} = \frac{\lceil N \cdot k \cdot |\Delta f| \rceil}{N} \quad (5)$$

T_{op} n'a pas d'unité ; il peut être exprimé en pourcentage (de la durée cumulée de participation à la FCR), par exemple.

Avec l'équation 5, il est possible de déterminer la borne inférieure de $\langle T_{op} \rangle$, qui est la moyenne temporelle de T_{op} :

$$\inf \langle T_{op} \rangle = \lim_{N \rightarrow \infty} \langle T_{op} \rangle = k \cdot \langle |\Delta f| \rangle = 8.04\% \quad (6)$$

L'équation 6 peut être interprétée comme suit : en moyenne, un OBC dans une flotte nombreuse contrôlée par un agrégateur intelligent ne sera effectivement utilisé qu'environ 8% du temps, comparé à 100% du temps avec un agrégateur naïf.

2.3 Modélisation par agents

Une analyse statistique est utile pour donner une idée générale des bénéfices, mais elle est limitée par les hypothèses simplistes qu'elle nécessite. En tant qu'analyse complémentaire, un simulateur temps-réel a été développé pour simuler des limitations d'un cas réaliste telles que les limites hautes et basses de SOC, la limitation de la puissance de charge avec un SOC plus élevé, l'état du réseau, la gestion active de stock, etc. Dans cet algorithme, tous les VE sont représentés comme des entités distinctes travaillant ensemble selon la stratégie de leur agrégateur, il s'agit donc un modèle par agents.

De plus, une fois la simulation terminée, chaque VE dispose d'un profil de SOC et de puissance qui peut être utilisé en entrée d'un modèle de dégradation de batterie.

Pour ce faire, Stellantis a mis à disposition quatre profils de roulage typiques (B1, B2, WD1, WD2). Ils suivent un schéma hebdomadaire de jours de roulage et de repos. Les hypothèses suivantes ont été prises pour la simulation :

- On suppose que tous les véhicules électriques VE participent aux services de réglage de fréquence (FCR) chaque nuit de 20h à 4h.
- Les VE sont autorisés à charger uniquement après leur participation à la FCR, après 4h du matin. Cela signifie qu'ils peuvent être en-deçà de leur SOC de référence avant de partir.
- La puissance maximale par VE est supposée être de 10 kW.
- Toutes les capacités de batterie des VE sont de 50 kWh.

Une copie de la flotte est donnée à un agrégateur intelligent qui mettra en œuvre la stratégie de répartition proposée, tandis qu'une autre copie sera donnée à un agrégateur naïf qui tentera de distribuer la puissance aussi uniformément que possible entre les VE. Cela permettra une comparaison avec les mêmes données de déviation de fréquence.

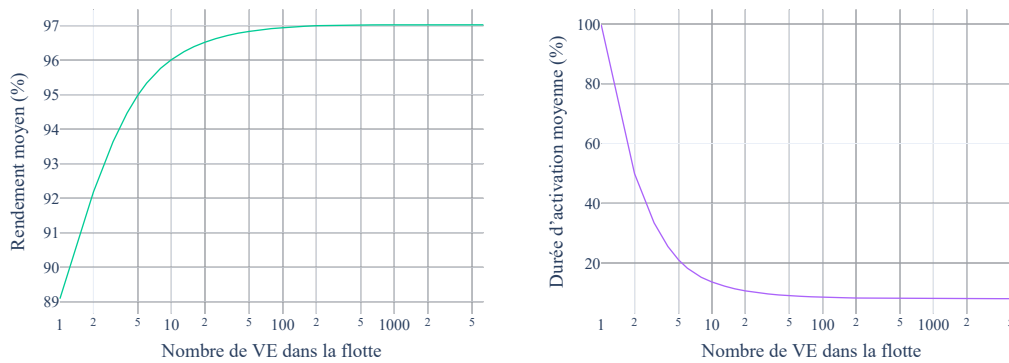


Figure 4: Rendement théorique moyen de la flotte (gauche) et durée d'activation relative d'un OBC moyen de la flotte (droite), en fonction du nombre de VE contrôlés par l'agrégateur

La simulation s'étend sur 417 semaines (environ 8 ans). Les données de déviation de fréquence sont reconstruites à partir des données de RTE 2015-2019 [9] (au pas de 10 s) répétées avec un décalage de 12 heures puis concaténées pour former les données de fréquence contiguës sur une période de 8 ans. Toutes les règles définies par RTE dans la section 1 sont également appliquées.

La gestion active de stock est déclenchée pour rapprocher le SOC moyen de la flotte de 50% dans le cas où les agrégateurs ne peuvent plus maintenir $\pm RP_{\max}$ pendant 15 minutes. La GAS est également déclenchée si un VE passe en dessous de 30% de SOC pendant le réglage de fréquence. L'agrégateur intelligent sera beaucoup plus efficace car la puissance de commande ira prioritairement aux VE à faible SOC, tandis que l'agrégateur naïf la distribuera uniformément à tous les VE.

3. Résultats

3.1 Modélisation statistique

3.1.1 Rendement

Les pertes de la flotte sont calculées selon l'équation 3 décrite dans la section précédente. Les pertes peuvent être moyennées et exprimées sous la forme d'un rendement, ce qui est plus facile à interpréter. Comme le montre la figure 4, l'efficacité s'améliore à mesure que le nombre de VE dans la flotte augmente : l'impact du VE marginal (le seul qui n'est ni à puissance nominale ni à zéro), qui dégrade le rendement moyen devient noyé dans une flotte de plus en plus grande. Une répartition naïve aboutirait à un rendement constant, égale au cas $N = 1$ de la 4 (environ 89%). Avec la stratégie proposée, il est théoriquement possible d'atteindre une efficacité de 97%.

3.1.2 Durée d'activation des OBC

De façon analogue au rendement, les résultats de le temps de fonctionnement du chargeur embarqué sont affichés sur la figure 4. Dans le cas $N = 1$, le véhicule est en fonctionnement 100% du temps passé à participer au réglage primaire de fréquence, puisqu'elle n'est presque jamais exactement égale à 50 Hz. Ce cas correspond à la stratégie naïve, quelque soit le nombre de véhicules considérés. Avec la stratégie intelligente, la durée moyenne de fonctionnement par véhicule chute rapidement avec le nombre de véhicules participant. La limite est cohérente avec la borne inférieure calculée en section 2.2.2.

3.2 Modélisation par agents

3.2.1 Dégradation du SOH

En se fondant sur les hypothèses de la section 2, les simulations ont été réalisées. La figure 5 montre une semaine de simulation pour une petite flotte de VE.

La convergence des SOC est un résultat naturel de la stratégie de répartition intelligente car les VE avec un SOC élevé utiliseront les périodes de sous-fréquence afin de décharger, tandis que les VE avec un SOC bas utiliseront les périodes de sur-fréquence pour charger. Après la convergence, l'ordre de mérite existe toujours et est toujours appliqué, c'est pourquoi les SOC restent presque parfaitement égaux : la stratégie de répartition intelligente agit comme une rétroaction négative et empêche toute divergence ultérieure. Sur l'exemple présenté dans la figure 5, l'agrégateur intelligent peut maintenir les VE à un SOC plus bas que son homologue uniforme en moyenne, comme attendu. Cette observation est généralisée sur toute la durée de la simulation.

Ainsi, à l'exception du profil WD2, le SOC est réduit en moyenne avec la stratégie intelligente : cela signifie que l'on peut s'attendre à une amélioration en termes de vieillissement calendaire. C'est bien ce qui se produit comme le montre la figure 6. En moyenne, l'état de santé (SOH) de la flotte est de 80.5% après 8 ans avec la stratégie uniforme, tandis qu'avec la stratégie intelligente, le SOH atteint 82.4%, soit une amélioration de 1.9 point. Même le profil WD1, qui présente le vieillissement par cycle le plus important (en raison de son SOC habituellement élevé lors de la connexion), a une dégradation de capacité réduite. Le seul profil à réduire son SOH est WD2, qui bénéficie

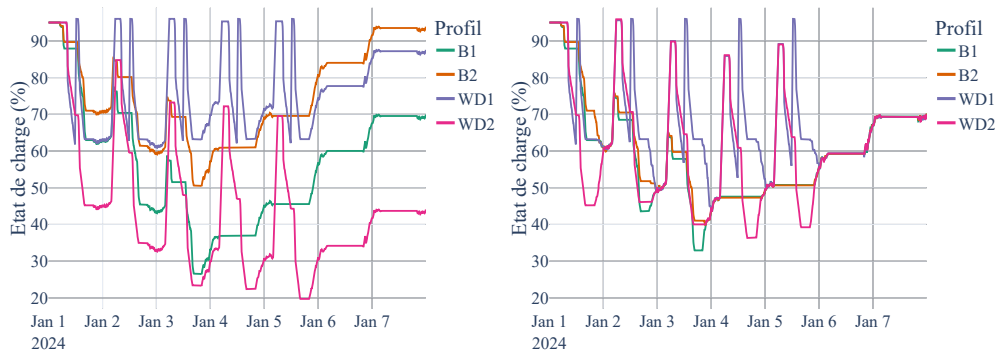


Figure 5: Simulation d'une semaine pour une flotte de 4 VE avec 95% comme SOC de référence, participant aux services FCR entre 20h et 4h, en utilisant la stratégie naïve (gauche) et la stratégie intelligente (droite)

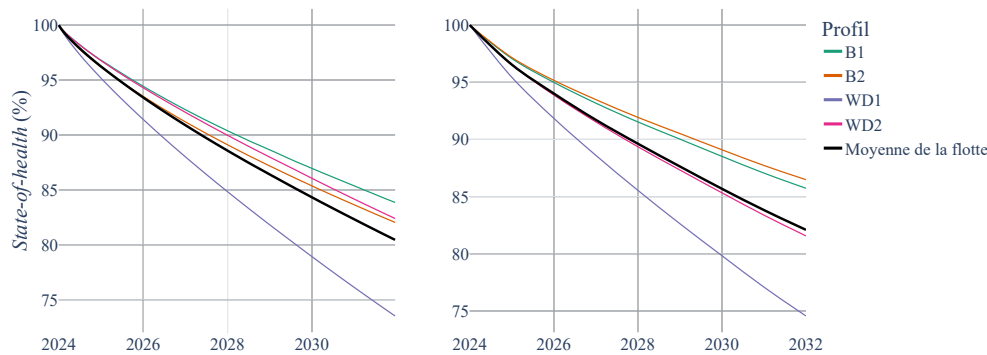


Figure 6: Comparaison du SOH entre les stratégies intelligente et naïve

davantage du service FCR pour se recharger : ce profil a tendance à avoir un SOC plus élevé avec la stratégie de tri, augmentant son vieillissement calendaire – qui n'est pas compensé par un vieillissement cyclique plus faible.

4. Conclusion et perspectives

Une stratégie de répartition pour le réglage de fréquence a été développée en triant les VE en fonction de leur état de charge, dans le but d'améliorer la stratégie naïve. Des avantages significatifs ont été obtenus tant en termes d'efficacité que de durée de fonctionnement de l'électronique de puissance. Ces critères sont essentiels pour un service rentable et pour limiter l'usure du chargeur embarqué. Ces avantages sont presque entièrement couverts avec seulement douzaine de VE dans la flotte.

Une simulation en temps réel a également été réalisée avec une flotte de 4 VE pour déterminer les gains potentiels en réduction de la dégradation batterie. Le vehicle-to-grid apparaît comme une opportunité pour réduire l'état de charge moyen des véhicules, ce qui diminue le vieillissement calendaire, premier contributeur à la diminution du SOH, devant le vieillissement de cyclage.

Cet article appelle à une simulation de confirmation avec des données d'utilisateurs réels pour déterminer si cette stratégie est capable de réduire suffisamment l'état de charge dans des conditions réelles. Cela permettra également de modéliser un plus grand nombre de véhicules, chacun doté de leurs propres besoins de mobilité. Ce sera l'objet de futurs travaux.

Références

- [1] RTE, "Règles Services Système Fréquence." Sep. 01, 2022.
- [2] ENTSO-E, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)." Accessed: Apr. 28, 2023. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf
- [3] RTE, "Annexe 15 : Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence "Agrégats" ou "Stockage Seul"." 2020.
- [4] "Fournir des services système fréquence - RTE Portail Services," Portail Services RTE. Accessed: Sep. 03, 2023. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/fournir-des-services-systeme-frequence.html>
- [5] "Frequency Containment Reserves." Accessed: Sep. 03, 2023. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/
- [6] S. Kamboj, W. Kempton, and K. Decker, "Deploying power grid-integrated electric vehicles as a multi-agent system," International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS), vol. 1, p. 20, Jan. 2011.
- [7] A. Marongiu, M. Roscher, and D. U. Sauer, "Influence of the vehicle-to-grid strategy on the aging behavior of lithium battery electric vehicles," Applied Energy, vol. 137, pp. 899–912, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.063.
- [8] P. Scarabaggio, R. Carli, G. Cavone, and M. Dotoli, "Smart Control Strategies for Primary Frequency Regulation through Electric Vehicles: A Battery Degradation Perspective," Energies, vol. 13, no. 17, p. 4586, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13174586.
- [9] "Power-grid frequency database," Power-grid frequency database. Accessed: Oct. 31, 2023. [Online]. Available: <https://power-grid-frequency.org/database/>