



**HAL**  
open science

# Quelle place pour les batteries dans une transition bas carbone ?

Fabien Perdu

► **To cite this version:**

Fabien Perdu. Quelle place pour les batteries dans une transition bas carbone ?. Reflets de la Physique, 2024, 77, pp.122-128. 10.1051/refdp/202477122 . cea-04621214

**HAL Id: cea-04621214**

**<https://cea.hal.science/cea-04621214>**

Submitted on 23 Jun 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.

# Quelle place pour les batteries dans une transition bas carbone ?

## **Introduction**

Plusieurs pans de la « transition énergétique », en particulier l'évolution du secteur électrique et l'électrification des transports, reposent sur le stockage d'énergie et notamment les batteries. Après avoir décrit le fonctionnement et la constitution d'une batterie lithium-ion, nous analysons les progrès espérés et l'impact environnemental de ces batteries dans le cas d'un déploiement massif. Enfin, nous tentons de mieux cerner les usages pour lesquels les batteries sont vraiment pertinentes et ceux pour lesquels il convient de trouver des solutions complémentaires.

## **Composition et fonctionnement d'une batterie lithium-ion**

Une batterie présente deux électrodes séparées par un électrolyte, conducteur ionique mais isolant électrique. Les premières batteries au lithium utilisaient du lithium métallique à l'**électrode** négative et un composé métallique insérant le lithium avec une bonne énergie de liaison à l'électrode positive. Mais à la recharge, le lithium qui se redépose sous forme métallique le fait de façon désordonnée (dendrites, mousse), et au fil des cycles finit par créer des court-circuits entre les deux électrodes, réduisant la durée de vie et menaçant la sécurité de l'utilisateur.

Deux parades ont été trouvées. La première consiste à utiliser un électrolyte solide qui bloque la formation des dendrites. Les seules batteries commercialisées aujourd'hui sur ce principe sont celles de Blue Solutions, utilisées dans les Autolib. Mais l'électrolyte utilisé présente des limites en tension (ce qui réduit la densité d'énergie) et ne fonctionne qu'à partir de 60°C, ce qui impose de garder les voitures branchées en permanence, avec une dépense d'énergie de l'ordre de 25%/jour pour les maintenir en température. Les recherches foisonnent sur des nouveaux électrolytes de type céramique, verre ou polymère pour arriver à la batterie « tout solide ». Celle-ci est souvent affublée de toutes les qualités (densité d'énergie, de puissance, durée de vie, sécurité, coût...). En réalité, aucun de ces gains n'est aujourd'hui acquis, mais le plus probable concerne la sécurité, car l'emballement thermique d'une batterie, événement redouté, implique dans les premiers stades la décomposition de son électrolyte liquide.

La seconde parade consiste à éliminer le lithium métal, en l'insérant dans un autre matériau à l'électrode négative, pour lequel l'énergie de liaison est bien plus faible qu'à la positive. Très généralement, il s'agit de graphite. Comme le lithium n'est que sous forme insérée ou sous forme ionique, mais jamais métallique, ces batteries sont appelées lithium-ion. Commercialisées dès 1991, ces batteries ont fait des progrès continus par l'amélioration des matériaux actifs mais aussi par l'optimisation des procédés, qui ont permis de réduire les épaisseurs de matériaux inactifs (électrolyte, collecteurs de courant...) et ainsi d'optimiser la densité d'énergie. Aujourd'hui, les matériaux d'électrode positive les plus performants sont des oxydes lamellaires de type NMC (Nickel, Manganèse, Cobalt) ou NCA (Nickel, Cobalt, Aluminium). Un autre matériau moins cher et utilisant un métal plus abondant est le LFP

(phosphate de fer). Il présente une densité d'énergie nettement plus faible ( $160 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$  au lieu de  $260 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$ ) mais une meilleure durée de vie et une meilleure sécurité. Les progrès récents sur le LFP permettent de réduire l'écart en densité d'énergie avec la NMC, notamment à l'échelle du pack.

En effet, un pack n'est pas qu'un empilement de cellules : pour gérer la durée de vie et la sécurité, il est nécessaire de prévoir une électronique de gestion (BMS) chargée de limiter les tensions et les courants, et d'équilibrer les cellules, et une gestion thermique chargée de garder les cellules ni trop chaudes, ni trop froides, ni à des températures trop différentes les unes des autres. Ajoutons à cela des protections mécaniques, et les cellules ne représentent qu'environ 60% de la masse du pack. Utiliser des cellules plus sûres et plus robustes permet donc de gagner sur la masse du reste du pack.

### Progrès des batteries

Les batteries lithium-ion ont réalisé des progrès considérables en densité d'énergie au cours des années 1990 et 2000, atteignant  $250 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$  en 2012 ([Figure 1](#) [Figure 1](#)).

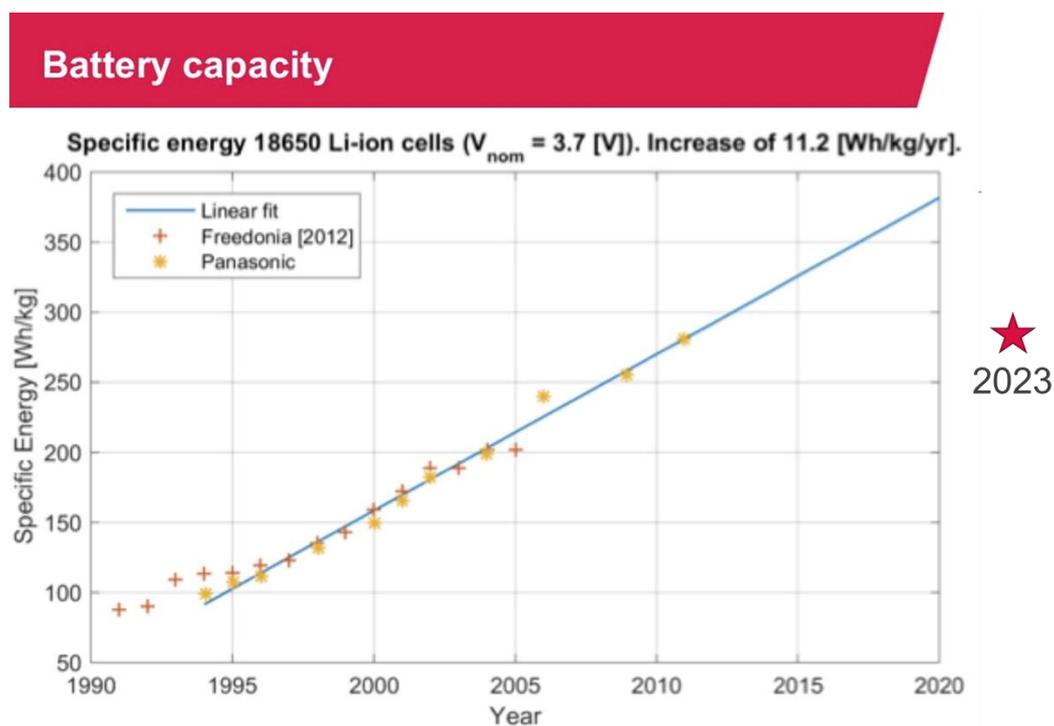


Figure 1. Progrès dans la densité d'énergie des batteries, Prof Maarten Steinbuch, Director Graduate Program Automotive Systems, Eindhoven University of Technology. [Le point 2023 a été ajouté.](#)

Cependant, 9-11 ans plus tard, la barre des  $300 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$  n'est toujours pas franchie, du moins associée à un cyclage correct, et ce malgré des annonces récurrentes de chiffres bien plus élevés (pour mémoire Envia annonçait «  $400 \text{ Wh/kg}$  is here » dès 2012). En effet, les progrès depuis 1990 ont moins résulté de la chimie que de l'amélioration des procédés et de la réduction des masses de matière inactives. Or l'essentiel des gains sont déjà réalisés, par exemple les épaisseurs (séparateur, collecteurs) ne peuvent plus décroître sans perte

d'intégrité. Sans rupture majeure, on ne peut envisager d'atteindre tellement plus que 300 Wh/kg<sub>cellule</sub>.

Pour espérer aller au-delà, il est nécessaire de modifier radicalement l'anode, avec une **très** forte proportion de silicium (aujourd'hui incompatible avec la durée de vie en cyclage), ou encore mieux en maîtrisant enfin le lithium métal. Cette perspective est incertaine quant à sa survenue et bien sûr la date associée, après déjà 30 ans de recherches. Dans tous les cas, un doublement au mieux de la densité d'énergie cellule peut être espéré, aux alentours de 500 Wh/kg<sub>cellule</sub>.

Cependant, la densité d'énergie réellement utile est à l'échelle du pack, où un peu plus de marge existe. On peut espérer dans les prochaines années dépasser 200 Wh/kg<sub>pack</sub> contre 160 aujourd'hui, en réduisant la masse des éléments autres que la cellule.

Mais surtout, des progrès très forts sont à l'œuvre sur des paramètres moins visibles mais fondamentaux, tels que la durée de vie en cyclage (qui a progressé rapidement de 500 cycles à 2000 cycles), la sécurité, la tenue au froid et à la chaleur... Ces progrès sont possibles par des améliorations continues des compositions des électrodes et de l'électrolyte.

### Coût des batteries

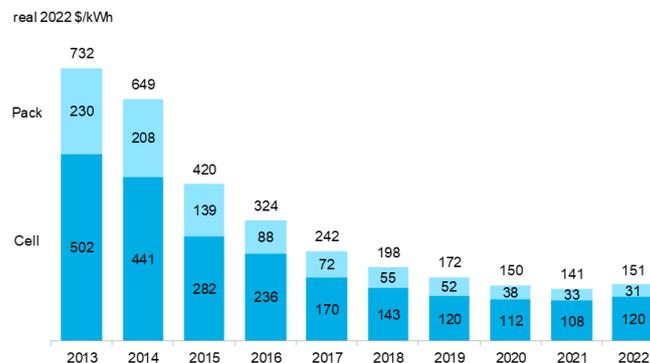
La baisse de coût des batteries a été très rapide sur la décennie passée, comme on le voit Figure 2. Elle a été de -89% entre 2010 et 2020.

**Figure 1: Volume-weighted average pack and cell price split**



Source: BloombergNEF

**Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2022**



Source: BloombergNEF. All values in real 2022 dollars. Weighted average survey value includes 178 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles and stationary storage.

Figure 2 Coûts des packs automobiles, selon BNEF [1].

L'essentiel du coût est constitué par les cellules. Les principaux moteurs de la baisse des coûts sont l'augmentation de la densité d'énergie d'une part, et les optimisations des procédés d'autre part. La première réduit la quantité de matière à traiter et tous les coûts associés, les secondes permettent de mieux rentabiliser l'investissement industriel et réduire les coûts énergétiques.

Or ces deux moteurs ralentissent : on a vu que la densité d'énergie plafonne en attendant une éventuelle rupture technologique, et d'autre part les coûts des procédés sont devenus minoritaires devant les coûts des matières. Pour la première fois en 2022, les soubresauts sur les coûts des matières (surtout du lithium en l'occurrence) ont fait remonter les coûts des batteries. Une poursuite de la baisse des coûts est probable ~~à court terme au moins jusqu'à~~ jusque vers 100€/kWh<sub>pack</sub>, mais ces deux raisons devraient la limiter à plus long terme.

### **Impact environnemental des batteries**

L'impact environnemental de la fabrication des batteries et leur contenu en matériaux critiques doivent être deux points de vigilance avant d'envisager leur déploiement massif.

Les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication des batteries sont encore entachées d'incertitudes notamment sur l'approvisionnement en matériaux, mais la Figure 3 en donne un premier aperçu à travers 3 publications utilisant des données industrielles primaires de qualité.

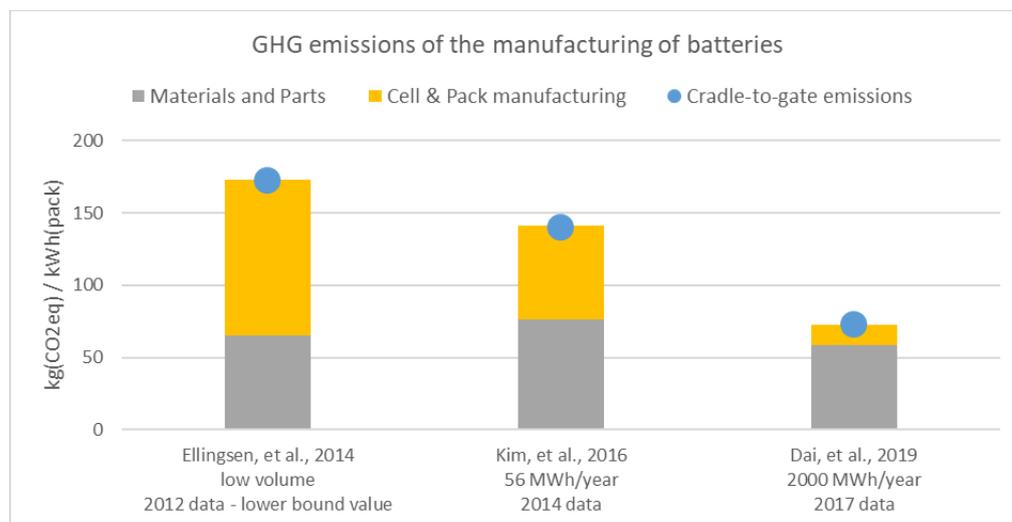


Figure 3 : Résultats d'analyse cycle de vie issus de la bibliographie montrant l'évolution en fonction du volume de production.

Il apparaît qu'au cours du temps, et de même que pour les coûts, l'augmentation du volume de production a permis une réduction notable des émissions à la fabrication, grâce à la baisse de la contribution des procédés de fabrication (séchage des électrodes, salle anhydre...). A l'échelle d'une gigafactory, les émissions seront probablement inférieures à 100 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>pack</sub>.

Les émissions liées à la cellule sont les plus importantes, et plus particulièrement celles liées aux matériaux constitutifs de la cellule. Parmi ceux-ci, le matériau actif de cathode (NMC) est le principal contributeur.

L'impact de l'énergie utilisée à diverses étapes est primordial. Certaines étapes clefs peuvent être relocalisées en France pour profiter de notre électricité très peu carbonée : fabrication des cellules, synthèse des matériaux actifs, fabrication de l'aluminium. Un gain de l'ordre de 40% peut alors être espéré en comparaison de cellules asiatiques.

Le recyclage a un impact encore incertain sur les émissions : il est lui-même émetteur car consommateur d'énergie mais évite l'extraction de nouveaux matériaux. Le bilan est plutôt favorable mais dépend fortement des procédés considérés. L'intérêt du recyclage consiste surtout à réutiliser les matériaux critiques plus qu'à réduire les émissions.

La valeur de  $100 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{pack}}$  est élevée : cela veut dire que si une batterie de 1 kWh fait 100 cycles, elle aura stocké et déstocké 100 kWh. Chaque kWh qu'elle aura stocké sera donc affecté de  $1 \text{ kg}_{\text{CO}_2}$ . Si la batterie fait 1000 cycles, chaque kWh stocké sera affecté de  $100 \text{ g}_{\text{CO}_2}$ . Comparé au contenu de l'électricité produite en France ( $\sim 60 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ ), on comprend qu'une batterie devrait être utilisée de façon intensive pour rentabiliser sa fabrication.

Cela ne signifie pas pour autant que le véhicule électrique soit un non-sens, car il faut le comparer au véhicule thermique. C'est ce qui est fait sur la [Figure 4](#).

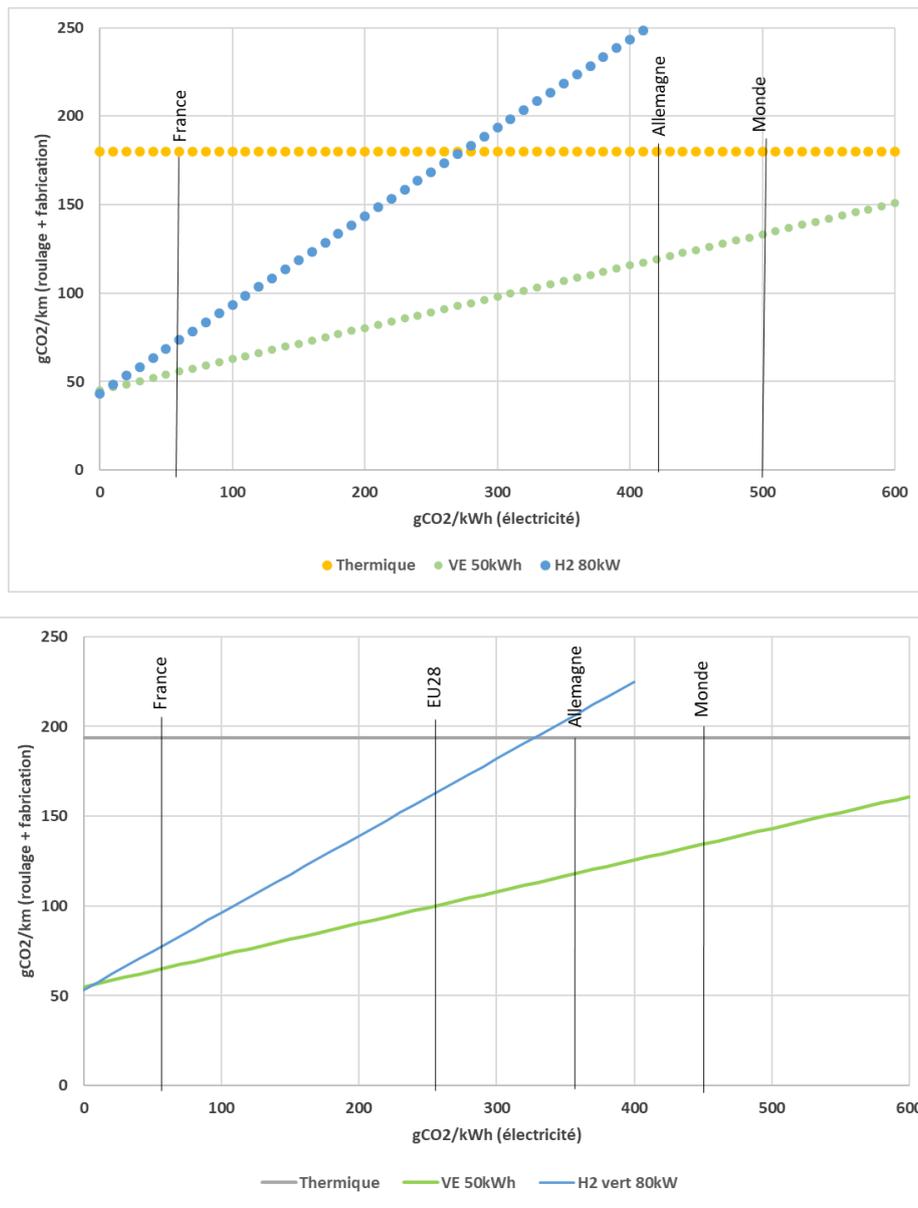


Figure 4 : Emissions en cycle de vie de trois types de véhicules en fonction du contenu carbone de l'électricité utilisée pour le roulage<sup>1</sup>

Sur cette figure sont représentées les émissions associées à la fabrication et au roulage d'un véhicule thermique, d'un véhicule à batterie (la batterie étant produite en Chine) et d'un véhicule à hydrogène (hydrogène supposé produit par électrolyse). Dans un pays à l'électricité très décarbonée, les batteries comme l'hydrogène montrent un gain significatif,

<sup>1</sup> batterie : 100 kgCO<sub>2</sub>/kWh, rendement électrique-électrique 85%

pile à combustible : 30 kgCO<sub>2</sub>/kW, électrolyse : 50 kWh/kg<sub>H2</sub>.

Réservoir hydrogène : 65 kg de fibres de carbone, 35 kgCO<sub>2</sub>/kg<sub>fibres</sub>

châssis : 4t<sub>co2</sub>6t<sub>co2</sub>, consommation : 15 kWh/100km ou 10.9 kg<sub>H2</sub>/100km

thermique : 160 gCO<sub>2</sub>/km au roulage (en comptant les émissions amont des carburants)

durée de vie de l'ensemble : 200 000 km.

de l'ordre d'un facteur 3, par rapport au véhicule thermique sur le cycle de vie. Lorsque le contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité utilisée pour le roulage augmente, le véhicule à hydrogène perd rapidement de son intérêt alors que le véhicule à batterie le conserve dans la plupart des pays. Cet effet est dû au rendement des chaînes énergétiques : pour parcourir le même nombre de kilomètres, il faut presque trois fois plus d'électricité en passant par l'électrolyse et l'hydrogène qu'en utilisant des batteries.

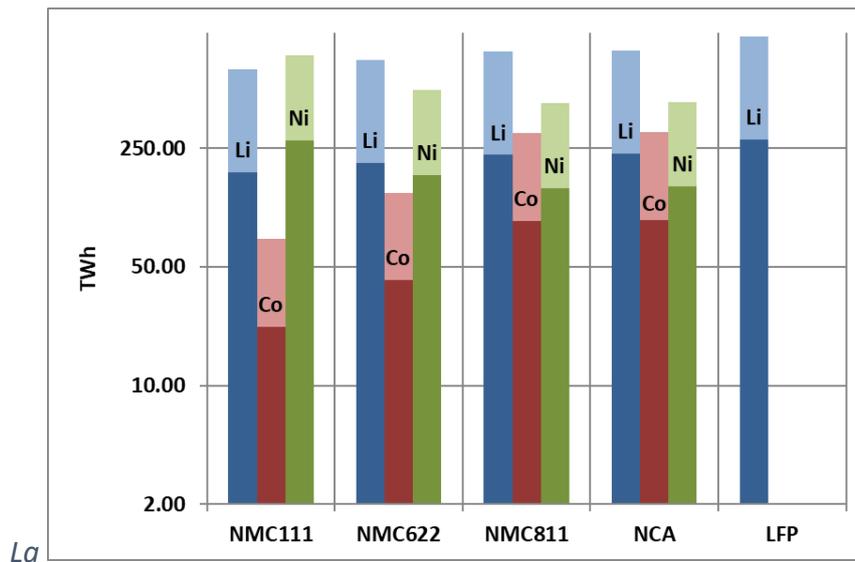
### **Matériaux critiques et déploiement massif**

Une batterie Li-ion contient environ, pour chaque kWh, 1kg de métaux dans la cathode (nickel, manganèse, cobalt, lithium), et 1kg de graphite à l'anode. Elle contient de plus, en quantités variables, du cuivre (400g à 700g) et de l'aluminium (600g à 2.7 kg).

Des tensions sur le cuivre sont probables mais les batteries ne sont qu'une petite fraction du marché, et le cuivre est plus facilement substituable par l'aluminium dans d'autres applications. Le graphite naturel est considéré comme matériau critique mais les batteries de véhicule utiliseront plus volontiers du graphite artificiel synthétique qui présente de meilleurs performances. Les vraies limites liées aux matériaux pour les batteries concernent le cobalt, le nickel, et le lithium. Elles peuvent être liées aux réserves disponibles (cobalt), à la capacité de production des mines à moyen terme (nickel), aux conditions d'exploitation...

Des développements tels que la batterie tout solide ne devraient pas modifier ce tableau (voire pourraient l'empirer), tandis que l'usage de phosphate de fer réduit la problématique au lithium (~80 g<sub>Li</sub>/kWh).

Afin d'appréhender la situation, évaluons ce que serait un déploiement massif de batteries lithium-ion. Comme le marché majoritaire sera celui de la mobilité, considérons la transformation d'un milliard de véhicules en Zoe. Cela implique 50 TWh de batteries, ou encore une production annuelle de 5 TWh/an si le parc est constitué en 10 ans. Ce n'est pas excessif, car par exemple le 'Sustainable Development Scenario' de l'AIE prévoit déjà 3 TWh/an en 2030. Ces 50 TWh correspondent à 250-115 ans de la production de batteries Li-ion (chiffre 20210), et leur production nécessiterait 140 gigafactories. Le marché des batteries croît à plus de 25% par an. On imagine que la consommation en matières premières est très importante.



[Figure 5](#) montre la quantité de batteries réalisables avec les réserves et ressources des différents matériaux critiques, telles qu'elles sont évaluées aujourd'hui. Il apparaît que l'objectif de 50 TWh est accessible mais que les marges sont réduites, ce qui suggère qu'il y aura des tensions d'approvisionnement.

Afin de les réduire, les travaux actuels visent à la substitution progressive du cobalt par le nickel, relativement plus abondant. Mais une récente étude de Roskill [2] prévoit un déficit en sulfate de nickel à partir de 2027, [et une autre de Rystad Energy \[7\] en 2024](#). Les fabricants ont donc dans leur feuille de route la substitution du nickel lui-même, voire du lithium. Les batteries LFP représentent déjà une alternative sans nickel ni cobalt, au prix d'une densité d'énergie plus faible. [Suite aux récentes hausses de prix des matériaux mais aussi à l'arrivée à échéance des brevets de base, la chimie LFP a fortement repris des parts de marché, en Chine notamment.](#)

L'ensemble de ces considérations montre que les batteries, si elles sont une solution efficace pour décarboner la mobilité, **~~représentent aussi un impact environnemental conséquent~~ induisent tout de même des émissions de CO<sub>2</sub> non négligeables** à la fabrication, et immobilisent une quantité importante de matériaux critiques. Il est donc nécessaire de minimiser leur taille et d'optimiser leur usage.

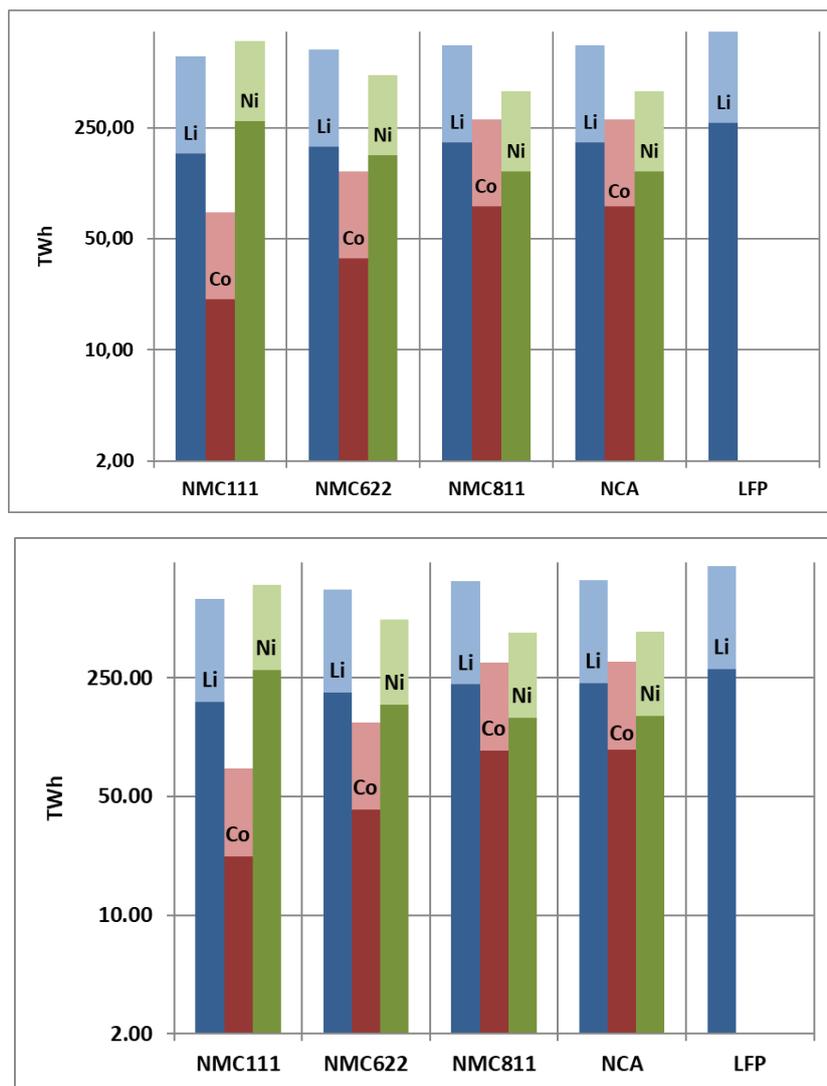


Figure 5 : Quantité de batteries qu'il est possible de produire en utilisant l'ensemble des réserves (ou des ressources) de chaque élément Li, Ni, Co. Les réserves sont indiquées avec des couleurs foncées, et les ressources avec des couleurs claires (données source-USGS 2021-2022). L'axe vertical est logarithmique. L'abscisse indique différentes chimies de cathode. NMC=  $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Mn}, \text{Co})\text{O}_2$ . Les chiffres indiquent les ratios relatifs de Ni, Co, Mn. NCA =  $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Co}, \text{Al})\text{O}_2$ , avec des ratios proches de la NMC 811. LFP =  $\text{LiFePO}_4$  ou phosphate de fer.

## Application mobilité

Les transports, et en très grande majorité les transports routiers, représentent 30% des émissions françaises de gaz à effet de serre, ce qui est majeur. Pour une grosse moitié, ces émissions sont dues aux véhicules particuliers, le reste se répartissant entre les véhicules utilitaires légers et les poids lourds [3].

Si le levier le plus efficace est certainement de réduire le nombre de véhicules et les kilomètres parcourus, nous nous concentrons ici sur les solutions technologiques.

Intéressons-nous donc en priorité aux véhicules particuliers. Leur usage est loin d'être uniforme : la grande majorité des trajets font moins de 50 km, et représentent environ 70% du kilométrage annuel, tandis que les trajets longs sont exceptionnels. Cependant, ce sont

ces rares trajets longs qui incitent à investir dans des batteries toujours plus grosses. En quelques années, la taille 'typique' d'une batterie est passée de 24 kWh à 50 kWh, certaines Tesla allant jusqu'à 90 kWh un certain nombre de modèles proposant entre 90 et 110 kWh, et Nio annonçant même 150 kWh et 1000 km d'autonomie. Il est clair que cette course à la grosse batterie n'a aucun sens environnemental, d'autant qu'une batterie 5 fois plus petite de 10 kWh répond déjà à 70% du besoin.

Dès lors, la véritable question est de savoir comment permettre de réaliser les quelques trajets longs, sans surdimensionner la batterie. La solution la plus simple est d'avoir un moteur thermique en 'range extender' ou en hybride rechargeable. Les trajets longs consomment certes du carburant, mais ils sont minoritaires. L'extension d'autonomie peut aussi être apportée par une pile à combustible (ce qui ajoute un système coûteux au véhicule), par un échange standard de batteries tel que proposé par Nio en Chine ou Ample aux Etats-Unis, ou par des remorques en location [4].

Une dernière solution consiste à apporter l'électricité au véhicule directement le long des grands axes routiers. Cette route électrique ou ERS (Electric Road System) se décline en trois familles : induction, conduction au sol, et caténares, cette dernière étant réservée aux camions. Ces solutions de route électrique sont étudiées en Suède et en Allemagne mais aussi en France [8], où elles font l'objet d'un appel à projets de BPI France.



Figure 6 : Trois technologies de route électrique : Alimentation par le sol (Alstom), induction (Electreon Road), et caténares (Siemens)

Elles permettent de régler un deuxième problème épineux : celui du transport routier de marchandises. En effet, les poids lourds font régulièrement des trajets longs, et leur électrification nécessiterait de très grosses batteries. Electrifier 9 000 km d'autoroutes permettrait de réduire l'autonomie requise sur batteries à 250 km, soit trois fois moins qu'en l'absence d'ERS. Un réseau de 15 000 km de route électrique (l'ensemble des autoroutes et nationales) permettrait de réduire l'autonomie de la batterie à 150km. Aussi bien sur les critères environnementaux qu'économiques, le gain obtenu en réduisant la taille des batteries est supérieur à l'investissement dans l'infrastructure.

Les routes électriques sont donc un levier efficace pour accélérer l'électrification et la décarbonation du transport routier avec un très bon rendement et sans inflation de la taille des batteries. En revanche, leur déploiement nécessite une décision forte d'investissement dans cette nouvelle infrastructure, à une échelle nécessairement européenne.

### Application stationnaire

L'apport de flexibilité au réseau électrique est une autre application majeure des batteries. Afin de bien la cerner, il est nécessaire de quantifier la taille de stockage qui doit être utilisée si l'on veut lisser la demande résiduelle, définie comme la demande électrique moins la production fatale (éolienne et solaire).

Il s'avère que ce besoin de flexibilité augmente très fortement avec l'échelle de temps sur laquelle on veut lisser, plus encore qu'avec le taux de pénétration des renouvelables (Figure 7). Ainsi, en cas d'évolution du mix électrique, les nouveaux besoins de flexibilité seront davantage la conséquence de la perte des capacités pilotables qui apportent aujourd'hui cette flexibilité plutôt que de l'ajout de nouvelles capacités intermittentes.

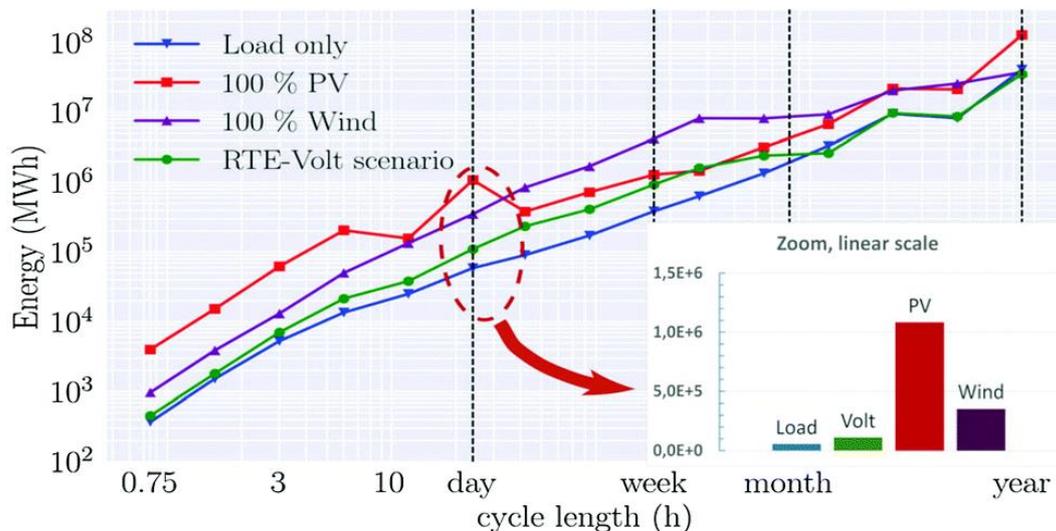


Figure 7. Taille de stockage nécessaire pour lisser la demande résiduelle en France selon l'échelle de temps (en abscisse) et pour divers taux de pénétration des renouvelables. [5]. Les scénarios extrêmes représentent une production sans aucune intermittence (Load only) ou avec une pénétration de 100% PV ou 100% éolien. Le scénario RTE Volt représente une pénétration limitée des renouvelables avec 10% de PV et 26.5% d'éolien. Le PV apporte une forte intermittence à l'échelle journalière (encart), mais bien plus encore à l'échelle annuelle. L'éolien apporte un maximum d'intermittence à l'échelle de quelques semaines.

Par ailleurs, plus faible est le nombre de cycles effectué par un stockage ~~cycle rarement~~, et plus l'investissement associé doit être réduit pour ne pas trop pénaliser le prix de l'électricité stockée. Si l'on ne souhaite pas ajouter plus de 0.05€/kWh à l'électricité stockée, et avec un stockage d'une durée de vie de 20 ans, alors un stockage journalier peut coûter jusqu'à 350€/kWh ( $350/20/365 \sim 0.05$ ). S'il ne cycle qu'une fois par an, alors pour le même résultat il ne peut pas être plus cher que 1€/kWh.

Cette simple considération limite le champ d'application des batteries au stockage journalier, ou au maximum jusqu'à quelques jours. Les échelles de temps plus longues doivent être gérées par des stockages bien plus massifs et très peu chers. Seul le stockage d'hydrogène en cavité approche des coûts nécessaires, mais avec un rendement très faible (25%). Par ailleurs, la consommation de chauffage peut être rendue pilotable par un stockage thermique massif dans l'eau ou dans le sol, plus cher que l'hydrogène mais avec un rendement saisonnier de 60% [9].

Pour revenir au stockage journalier, on voit sur la Figure 7 ~~Figure-7~~ que l'ordre de grandeur du besoin est de 100 GWh pour une pénétration limitée de renouvelables. Il faut

comprendre ce chiffre comme la taille de stockage nécessaire pour lisser la demande résiduelle lors de n'importe quelle journée. Cela ne signifie pas que l'excédent ou le déficit d'énergie est nul, mais qu'il est lissé sur la journée. RTE présente une explication visuelle de cette décomposition [6]. A supposer qu'il soit entièrement géré par des batteries, cela représente l'équivalent de seulement 2 millions de véhicules électriques de type Zoe. En réalité, le besoin à satisfaire par les batteries sera plus faible que cette valeur car la gestion des ballons d'eau chaude via le signal heures pleines / heures creuses ~~C'est une surestimation car les ballons d'eau chaude~~ apportent déjà une flexibilité importante à cette échelle de temps.

Or l'électrification du parc automobile est très rapide, et RTE par exemple prévoit ~~entre 7 et 15.6~~ millions de véhicules électrifiés en France en 2035. Ainsi, les besoins de flexibilité du réseau électrique pourraient être couverts par une petite fraction de la capacité des batteries embarquées dans les véhicules. Les technologies nécessaires sont maîtrisées, il s'agit de recharge pilotée ou mieux de recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Grid).

De ce fait, hors cas particulier tel qu'une zone non interconnectée, il n'apparaît pas nécessaire de développer ou d'installer des batteries spécifiquement pour le stockage stationnaire, car les batteries des véhicules seront suffisantes pour rendre ce service.

## **Conclusion**

A partir des caractéristiques des batteries et de leur évolution prévisible, nous avons dessiné les contours des usages pour lesquels elles sont pertinentes. Elles présentent un très bon rendement mais des impacts non négligeables à la fabrication et requièrent des matériaux critiques.

En mobilité, les batteries permettent très efficacement de décarboner le transport routier, mais il faut éviter de les surdimensionner et donc leur trouver un complément pour les trajets longs et les véhicules lourds. La route électrique pourrait jouer ce rôle sous réserve d'un déploiement large de celle-ci.

En stationnaire, les batteries ne sont pertinentes qu'à l'échelle journalière, et à cette échelle l'usage des batteries de véhicules par recharge pilotée ou bidirectionnelle sera suffisant. En cas de réduction significative des capacités de production nucléaires pilotables, les échelles de temps supérieures ne pourront être gérées que par du stockage thermique massif ou de l'hydrogène en cavités, au prix d'un rendement très inférieur.

## **Bibliographie**

[1] <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>

[2] Roskill for JRC, 'Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries', 2021

[3] Chiffres clés du Climat, 2021, Ministère de la transition écologique

[4] eptender.com

[5] A. Clerjon, F. Perdu, Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis: an energy return on investment comparison, Energy and environmental science, 2019, 12, 693-705

[6] [https://www.concerte.fr/system/files/concertation/2020-09-25-RTE\\_CPSR\\_LQ.pdf](https://www.concerte.fr/system/files/concertation/2020-09-25-RTE_CPSR_LQ.pdf), p.44

[7] <https://www.globalminingreview.com/special-reports/13102021/rystad-energy-nickel-demand-to-outstrip-supply-by-2024>

[8] <https://www.ecologie.gouv.fr/lautoroute-electrique>

[9]

[https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/stockage\\_electricite.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electricite.pdf), page 15