

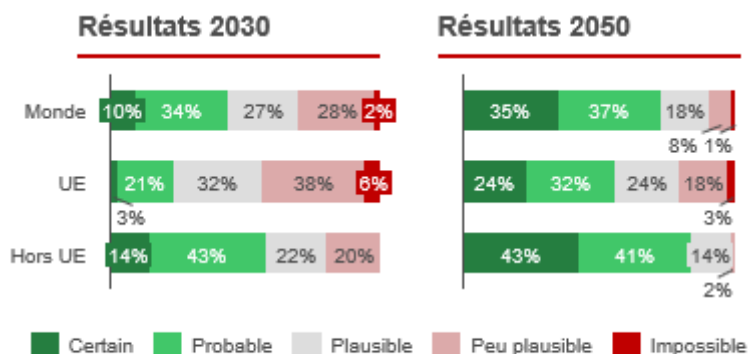
## **Thèse n°4 sur le stockage d'électricité**

**Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie**

Mai 2018

## I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

Le stockage massif de l'électricité, notamment par le biais des batteries de véhicules électriques, jouera un rôle essentiel pour permettre le bon fonctionnement de systèmes électriques décarbonés avec une haute proportion d'énergies renouvelables intermittentes.



- **Les réserves vis-à-vis de cette thèse sont sensibles à horizon 2030, en particulier parmi les répondants européens ; les avis positifs sont néanmoins globalement majoritaires hors Europe.** Les progrès technologiques réalisés et la baisse des coûts du stockage sont reconnus, mais certains répondants européens soulignent que les ENR intermittentes n'atteindront probablement pas, à horizon 2030, des taux de pénétration suffisants pour que le stockage à grande échelle soit nécessaire et joue un rôle essentiel dans le fonctionnement du système électrique.
- **A horizon 2050, un consensus se dégage, particulièrement marqué hors Europe où plus de 80% des répondants qualifient de « probable » ou « certaine » la réalisation de cette thèse à long terme.** Le panel s'accorde sur le fait que le stockage jouera un rôle « essentiel » dans un système fortement décarboné et ENR.
- **La batterie est plébiscitée comme la technologie de stockage qui aura le rôle le plus important,** même si plusieurs répondants soulignent qu'elle devra être complétée par d'autres technologies. Des doutes sont exprimés sur le fait que les batteries des VE soient nécessairement le principal vecteur de stockage, notamment par rapport au stockage stationnaire (de grande taille, au niveau du réseau, ou résidentiel). Certains commentaires soulignent la « difficulté à synchroniser la demande pour l'usage transport avec celle pour l'équilibrage du réseau », et certains pensent que le parc de VE servira uniquement à offrir une flexibilité de la demande, mais que le V2G ne se déploiera pas de manière massive, d'autres solutions de stockage se révélant plus compétitives.

### Extraits des commentaires :

#### ➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“Energy storage technology is already playing an important role in integrating high penetrations of renewable energy in areas like California and Hawaii, and this trend will continue.”*
- *“By around 2030, solid-state batteries will be available at reasonable costs, which will revolutionize EV batteries. Other types of advanced batteries will also become the norm by 2050.”*

#### ➤ **Réserves exprimées :**

- *While the growth in EVs is driving significant reduction in battery prices, their use for grid support may be more limited. Stand-alone batteries, deployed behind the meter to provide customer benefits, are more likely to provide reliable grid services, including renewable integration.”*
- *« La flexibilité de la demande offerte par le pilotage intelligent de la charge des VE : dans ce cas, je dirais que oui, son déploiement massif est très probable. En revanche, je ne crois pas au déploiement massif du V2G. Enfin, le stockage stationnaire devrait être compétitif par rapport aux moyens de flexibilité thermique à partir de 2030. »*
- *“I would not limit this to electricity storage only. The use of thermal storage for buildings, for example, will greatly improve space conditioning of the buildings themselves while smoothing the impacts of variable renewables on the distribution and transmission systems.”*
- *« Le Vehicle To Grid ne me paraît pas à l'échelle des besoins d'un système >80 ou 90 % d'ENR, mais il pourra jouer son rôle pour "consommer la nuit". Je ne vois pas comment en revanche on pourra se passer d'un développement massif du P2G (soit pour H2 soit pour syngaz) »*

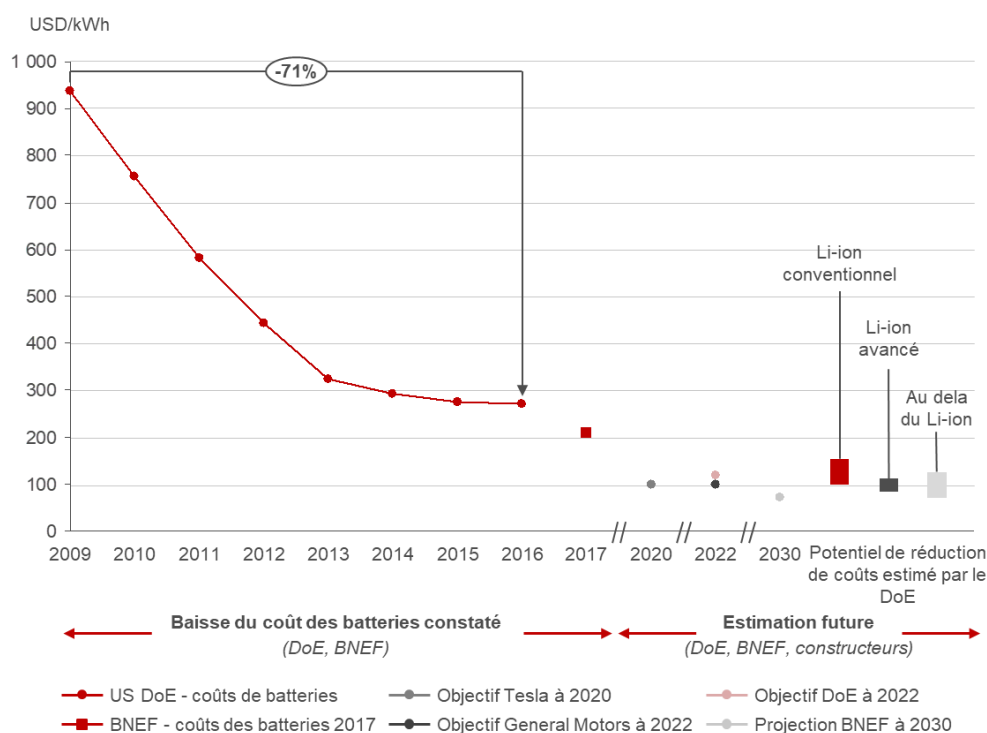
<b>I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD .....</b>	<b>2</b>
<b>II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE .....</b>	<b>5</b>
1) LA BAISSSE SIGNIFICATIVE DES COUTS DU STOCKAGE PAR BATTERIE EN FAIT DES AUJOURD’HUI LA TECHNOLOGIE DE STOCKAGE PRIVILEGIEE POUR LES NOUVEAUX DEVELOPPEMENTS DE CAPACITES .....	5
2) LES ETUDES SUR LA FAISABILITE D’UN MIX FORTEMENT DECARBONE MONTRENT LA NECESSITE D’UN RECOURS IMPORTANT AU STOCKAGE, DONT LE ROLE EST DEJA CLE, ET LA COMPETITIVITE DEJA AVEREE, DANS CERTAINES ZONES AUX TAUX D’ENERGIES RENOUVELABLES (ENR) SIGNIFICATIFS (ZNI, HAWAÏ...) .....	6
3) LE DEVELOPPEMENT DES VEHICULES ELECTRIQUES PARAIT INELUCTABLE ET POURRAIT REPRESENTER A MOYEN TERME UN PARC SIGNIFICATIF DE CAPACITES DE STOCKAGE EMBARQUEES .....	6
4) LE STOCKAGE EMBARQUE POURRAIT AINSI CONTRIBUER A L’EQUILIBRAGE DU RESEAU AVEC LES TECHNOLOGIES VEHICULE-TO-GRID, DEJA EN EXPERIMENTATION DANS DE NOMBREUSES REGIONS DU MONDE .....	8
5) L’UTILISATION DES BATTERIES EN SECONDE VIE POURRAIT REPRESENTER UN GISEMENT DISPONIBLE SIGNIFICATIF	9
<b>III. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L’ENCONTRE DE LA THESE .....</b>	<b>10</b>
1) A HORIZON 2030, LE DEPLOIEMENT DE CAPACITES DE STOCKAGE PAR BATTERIE DANS LE MONDE DEVRAIT RESTER RELATIVEMENT LIMITE, LA CROISSANCE DE LA DEMANDE EN STOCKAGE ETANT PRINCIPALEMENT SATISFAITE PAR DE NOUVELLES STEP, PLUS COMPETITIVES .....	10
2) LES BESOINS DE STOCKAGE ANTICIPES DANS UN SYSTEME ENERGETIQUE A FORTE PENETRATION D’ENERGIE RENOUVELABLE VONT AU-DELA DE L’HORIZON JOURNALIER ; UNE PARTIE DES BESOINS NE POURRA DONC ETRE GERE SEULEMENT AVEC DES BATTERIES.....	10
3) LA COMPETITIVITE TECHNICO-ECONOMIQUE FUTURE DU <i>VEHICLE TO GRID (V2G)</i> RESTE ENCORE INCERTAINE .	11
<b>IV. ANNEXES.....</b>	<b>13</b>
1) GLOSSAIRE.....	13
2) LISTE DES FIGURES.....	13
3) BIBLIOGRAPHIE .....	13

## II. Arguments en faveur de la thèse

### 1) La baisse significative des coûts du stockage par batterie en fait dès aujourd'hui la technologie de stockage privilégiée pour les nouveaux développements de capacités

Les coûts de production des batteries Lithium-Ion, principale technologie utilisée actuellement, ont diminué de ~70% entre 2009 et 2016 (voir Figure 1).

Figure 1 : évolution du coût d'un pack batterie VE/VHR<sup>1</sup> et projections - 2017



Source : IEA – 2017 – « Global EV Outlook », BNEF – 2017 – « Lithium-ion Battery Costs and Market », Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces baisses de coûts permettent d'envisager des développements importants de capacités de stockage par batteries : à l'échelle française, RTE estime un potentiel de développement économiquement pertinent de ~4 GW de nouvelles capacités de stockage d'électricité en 2030<sup>2</sup>, réparties entre 40% de STEP et 60% de stockage par batteries. Les capacités nécessaires augmentent à l'horizon 2050 : 6GW de stockage par batteries en 2050 selon le scénario à 80% ENR de l'Ademe<sup>3</sup> et ~9 GW de stockage stationnaire par batteries à 2050 pour le scénario « Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte » de l'ANCRE<sup>4</sup> [cf. monographie n°2 sur le stockage d'électricité].

<sup>1</sup> Les projections de coûts du DoE concernent des batteries de VHR, les valeurs de Tesla, General Motors et BNEF concernent les VE

<sup>2</sup> RTE – 2017 – « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents »

<sup>3</sup> Ademe – 2017 – « Actualisation du scénario énergie-climat Ademe 2035 – 2050 »

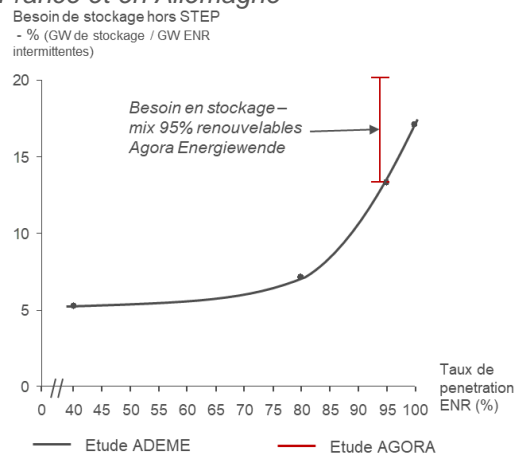
<sup>4</sup> ANCRE – 2016 – Scénario « Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte »

## 2) Les études sur la faisabilité d'un mix fortement décarboné montrent la nécessité d'un recours important au stockage, dont le rôle est déjà clé, et la compétitivité déjà avérée, dans certaines zones aux taux d'énergies renouvelables (ENR) significatifs (ZNI, Hawaï...)

Les études de faisabilité d'un mix fortement décarboné<sup>5</sup> montrent que le besoin en stockage augmente de façon exponentielle avec la part d'énergies renouvelables intermittente afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Dans les systèmes possédant des taux de pénétration d'énergies renouvelables importants, le stockage d'électricité joue d'ailleurs déjà un rôle clé. Par exemple, l'état d'Hawaï, dans le cadre de son plan visant à atteindre 100% d'énergie renouvelable entre 2030 et 2040<sup>6</sup>, compte sur le développement de 2,7 GW de capacités de stockage par batteries sur la principale île de l'archipel<sup>7</sup>.

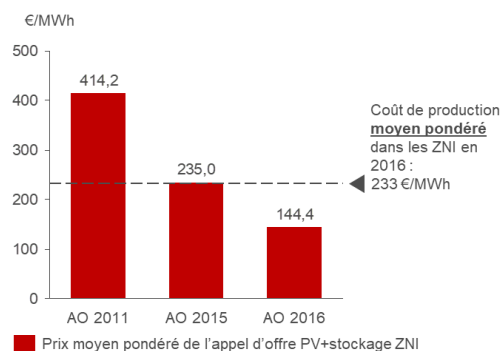
Le stockage dans ces zones s'avère d'ores et déjà compétitif dans des systèmes panneaux photovoltaïque (PV) + stockage. Les appels d'offres PV + stockage lancés pour les ZNI françaises depuis 2011 montrent que, depuis l'appel d'offres de 2016 (au tarif de 144,4€/MWh<sup>8</sup>), le système est compétitif par rapport au coût de production local moyen pondéré de 233 €/MWh en moyenne pour les ZNI françaises en 2016 (voir Figure 3). Le système PV + stockage contribue ainsi à réduire le coût de production de l'électricité dans ces zones.

Figure 2 : évolution du besoin de stockage en fonction du taux de pénétration des ENR en France et en Allemagne



Source : Ademe, Agora Energiewende, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 3 : prix moyens issus des appels d'offres PV+stockage ZNI et coût de production moyen



Source : Finergreen, CRE, E-CUBE Strategy Consultants

## 3) Le développement des véhicules électriques paraît inéluctable et pourrait représenter à moyen terme un parc significatif de capacités de stockage embarquées

Si le véhicule électrique n'est pour l'instant pas compétitif face au véhicule thermique hors subvention, les perspectives de baisse des coûts des batteries (voir Figure 1) permettent d'anticiper une

<sup>5</sup> Deux études ont été analysées : Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » et Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

Ces deux études sont par ailleurs détaillées dans la thèse sur les systèmes électriques fortement décarbonés

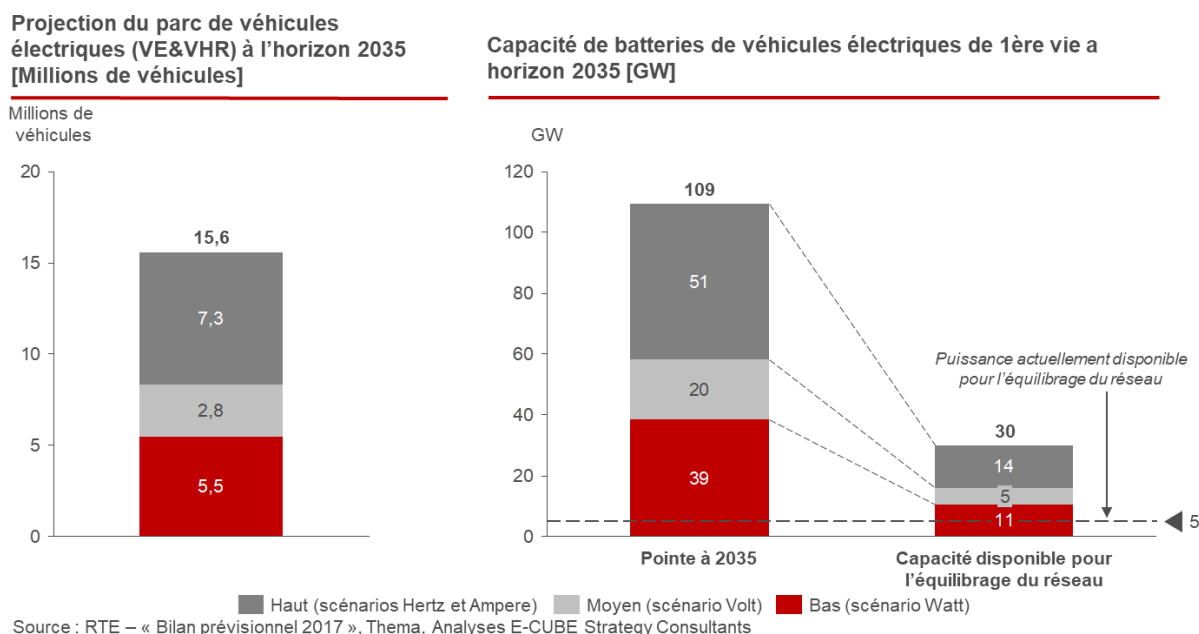
<sup>6</sup> Hawaiian Electric Companies' – 12/2016 – "PSIPs Update Report"

<sup>7</sup> Utilitydive – 2017 – "Hawaiian Electric takes first steps to utility-scale commercial energy storage"

<sup>8</sup> Le tarif obtenu est un tarif moyen sur toutes les installations de l'AO : aussi bien pour les installations sur bâtiments et ombrières (100 kWc -1,5 MWc de puissance / total de 25 MWc retenus) que celles au sol (250 kWc – 5 MWc / total de 25 MWc retenus). Les tarifs 2015 et 2016 ont été corrigés de la prime de 200 €/MWh pour l'énergie injectée pendant la période de pointe 19-21h et sont supérieurs aux prix affichés de 204 et 113 €/MWh en 2015 et 2016 (cf. délibération de la CRE du 20 Juillet 2017).

compétitivité hors subvention en Europe entre 2025 et 2030 dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger [cf. monographie n°2 sur le stockage d'électricité]. Cette compétitivité permet d'envisager un développement important des véhicules électriques et donc un parc significatif de capacités de stockage embarquées dans ces véhicules. A l'échelle française, les scénarios du parc de véhicules électriques de RTE à l'horizon 2035 varient entre 5,5 et 15,6 millions de véhicules. Ce parc de batteries pourrait être mis au service de la gestion du réseau. Selon les hypothèses relatives à la disponibilité effective des batteries pour injecter de l'énergie<sup>9</sup>, ce parc de véhicules pourrait permettre de fournir entre 10 et 30 GW, ce qui est largement supérieur aux 5 GW de puissance actuellement utilisés pour l'équilibrage du système<sup>10</sup> (voir Figure 4).

Figure 4 : capacité de stockage disponible dans le parc de véhicules électriques à l'échelle française



Au-delà de la puissance disponible, l'énergie embarquée dans le parc de véhicules électriques est aussi significative : avec le même taux de disponibilité effective, l'énergie stockable au service du système varie entre 88 et 189 GWh à l'horizon 2035 selon les scénarios du bilan prévisionnel de RTE. Ces valeurs sont significatives par rapport au volume d'énergie « déplacée » par jour pour répondre aux besoins du système électrique<sup>11</sup>. Ce volume varie entre 100 et 130 GWh à l'horizon 2035 selon les scénarios (voir Figure 5). Si l'ordre de grandeur est similaire, l'accessibilité de ce volume est à relativiser car il dépend fortement de l'utilisation qui est faite du véhicule, la priorité étant toujours donnée à la mobilité<sup>12</sup>.

<sup>9</sup> L'estimation est basée sur les chiffres du document du Commissariat général au développement durable Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques ». Les hypothèses utilisées sont : des bornes de recharges de 7 kW, une part de la puissance allouée à la recharge du véhicule de 50% ainsi qu'un taux de connexion de 55% sur la journée. Un véhicule délivre ainsi ~2 kW en moyenne.

<sup>10</sup> Puissance allouée aux réserves : [4,3-5] GW (CRE). Dans les faits, il faut noter que la substitution complète de machines tournantes par de l'électronique de puissance de type batteries est limitée techniquement, le système électrique nécessitant des moyens « inertiels » pour sa stabilité.

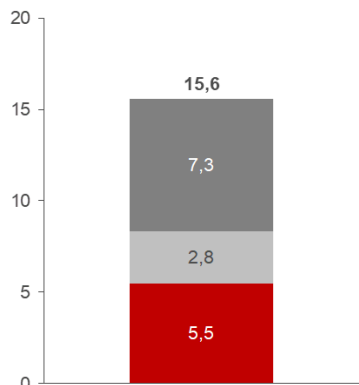
<sup>11</sup> « Consommation à alimenter une fois déduite la production renouvelable »

<sup>12</sup> L'hypothèse de 55% de connexion est probablement optimiste

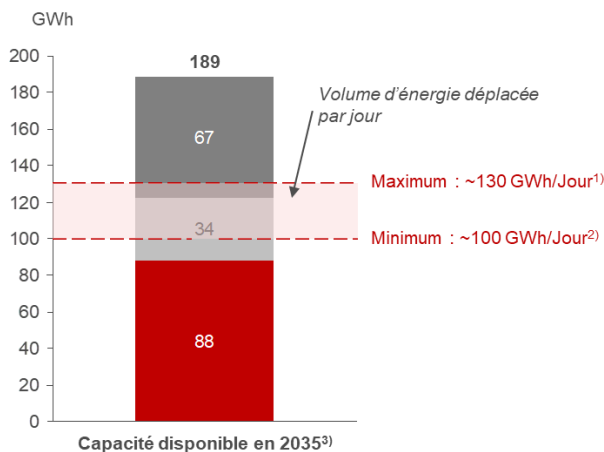
Figure 5 : Volume de stockage embarqué dans les véhicules électriques en comparaison avec le volume d'énergie déplacée pour répondre aux besoins du système électrique

**Projection du parc de véhicules électriques (VE&VHR) à l'horizon 2035 [Millions de véhicules]**

Millions de véhicules



**Volume de stockage embarqué et d'énergie déplacée [GWh]**



- Haut (scénarios Hertz et Ampere) ■ Moyen (scénario Volt) ■ Bas (scénario Watt)
- 1) Scénario Ampère
  - 2) Scénario Hertz (100GWh/jour) et Volt (~97GWh/Jour)
  - 3) Basé sur un taux de connexion de 55% (Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques ») et des batteries de 22kWh
- Source : RTE – « Bilan prévisionnel 2017 », Thema, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

#### 4) Le stockage embarqué pourrait ainsi contribuer à l'équilibrage du réseau avec les technologies Vehicle-to-Grid, déjà en expérimentation dans de nombreuses régions du monde

Un véhicule peut participer à l'équilibrage du système en gérant uniquement la charge du véhicule (« smart charging »), ou bien en mettant en place des systèmes de restitution de l'énergie au réseau (le « vehicle-to-grid » ou V2G<sup>13</sup>) ou au domicile (le « vehicle-to-home » ou V2H). Plusieurs constructeurs automobiles, dont Nissan, investissent depuis quelques années dans le développement de cette solution technique.

Aux Etats-Unis, Enel a acquis en octobre 2017 eMotorWerks, une entreprise californienne d'équipements et de logiciels de recharge intelligente. L'entreprise propose des solutions matérielles avec des bornes de recharge intelligentes (solution JuiceBox pour les particuliers ou JuiceTower pour les professionnels) ainsi que des adaptateurs de prises pour le smart charging. L'entreprise opère aussi la plateforme JuiceNet permettant d'optimiser le chargement de véhicules ou de systèmes de stockage distribué. L'entreprise revendique ~20 000 bornes et une capacité pilotée de l'ordre de 50 MW.

De la même façon en Europe, plusieurs initiatives ont été lancées :

- En France, fruit d'un partenariat entre 6 acteurs dont PSA, Direct Energie et Enel, le projet GridMotion a été lancé en mai 2017 pour une durée d'expérimentation de 2 ans. Ce projet vise à expérimenter le V2G sur une flotte de 50 utilisateurs B2C et une flotte B2B de 15 véhicules.
- Au Danemark, en septembre 2016, un hub V2G de 100 kW (correspondant à 44 véhicules) a été mis en service dans le cadre d'un partenariat entre Enel (bornes de recharges), Nissan (véhicules), et Nuve (agrégation) pour fournir de la régulation de fréquence à l'opérateur de réseau Energinet.
- En Allemagne, le projet INEES expérimente la participation d'une quarantaine de véhicules Volkswagen à l'équilibrage du réseau. Le projet a été développé par ~5 acteurs dont RWE,

<sup>13</sup> Le V2G consiste à utiliser la capacité de stockage que constitue la batterie d'un véhicule électrique pour injecter directement l'énergie sur le réseau électrique après l'avoir stockée dans la batterie du véhicule.



Volkswagen, Lichtblick (fournisseur vert) et l'institut Fraunhofer entre mai 2013 et décembre 2015. Les résultats du projet, publiés en juin 2016, ont montré la faisabilité technique ; en revanche, la viabilité économique n'est pas possible dans les conditions actuelles.

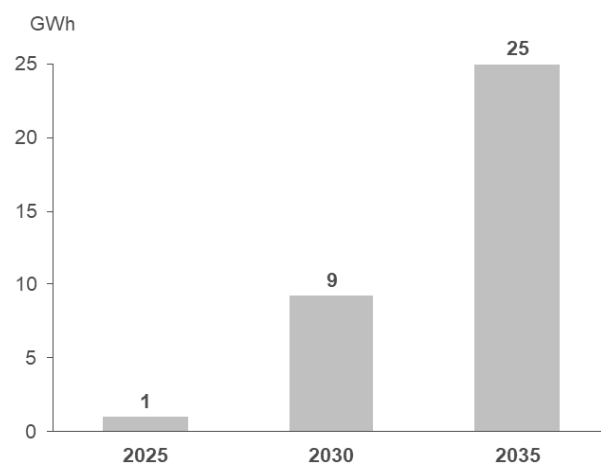
Au-delà de ces démonstrateurs, seul un exemple de V2H, où le véhicule alimente le domicile et non le réseau, connaît un déploiement significatif. Cette offre nommée « Leaf-to-home » et développée par Nissan et Nichicon compte de l'ordre de 4000 ventes au Japon depuis son lancement en Juin 2012 ; elle a été lancée en 2017 aux Etats-Unis.

D'autres expériences aux Etats-Unis ou en Europe sont détaillées dans la [monographie n°2 sur le stockage d'électricité](#).

## 5) L'utilisation des batteries en seconde vie pourrait représenter un gisement disponible significatif

La réutilisation des batteries pour des besoins de stockage, une fois leur utilisation au sein du véhicule rendue impossible à cause de baisses de performance, représente une autre source de valeur des batteries de véhicule électrique. A l'horizon 2035, ce potentiel pourrait ainsi représenter ~25GWh<sup>14</sup>. S'il existe une incertitude sur la rentabilité économique de l'utilisation de ce potentiel, les différentes études à ce sujet montrent que, dans des conditions favorables, le reconditionnement pourrait être réalisé pour un coût complet bien inférieur à 100\$/kWh<sup>15</sup>. Cela permet d'envisager une compétitivité par rapport aux batteries neuves notamment, malgré le prix de rachat de la batterie en fin de première vie à intégrer dans l'analyse économique. Par ailleurs, compte tenu du bilan coût/revenu du recyclage d'une batterie Li-ion, le recyclage représente encore un coût net pour l'entité qui en est responsable (le constructeur automobile aujourd'hui) et cette situation devrait perdurer à moyen terme, ne positionnant pas le recyclage comme une alternative à l'utilisation en seconde vie des batteries.

Figure 6 : estimation des capacités de batteries de seconde vie disponible à l'horizon 2035 [GWh]



Source : RTE – « Bilan prévisionnel 2017 », Thema, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

<sup>14</sup> Les hypothèses utilisées sont : 10 ans de durée pour la 1<sup>ère</sup> vie des batteries avec 75% de capacités disponibles en fin de 1<sup>ère</sup> vie, 5 ans de durée pour la seconde vie ainsi qu'une capacité initiale de 24 kWh (source : E-CUBE Strategy Consultants – 2016 – « Stockage électrique, quel potentiel pour la seconde vie des batteries de véhicules électriques ? » ([lien](#))). L'analyse est aussi basée sur une modélisation de l'évolution du parc pour atteindre 8,3 millions de véhicules en 2035 (scénario moyen de RTE) : de 180 000 ventes de VE en 2020 (Xerfi) les ventes atteignent 1 million/an en 2035.

<sup>15</sup> Cet ordre de grandeur de coûts est annoncé par des acteurs comme Freewire (concepteur de stations/bornes de recharges mobiles) – Source : Green Tech Media – 2017 – « Energy Storage Startup Speed Pitch: FreeWire, UtilityAPI, Axiom Exergy » ([lien](#))

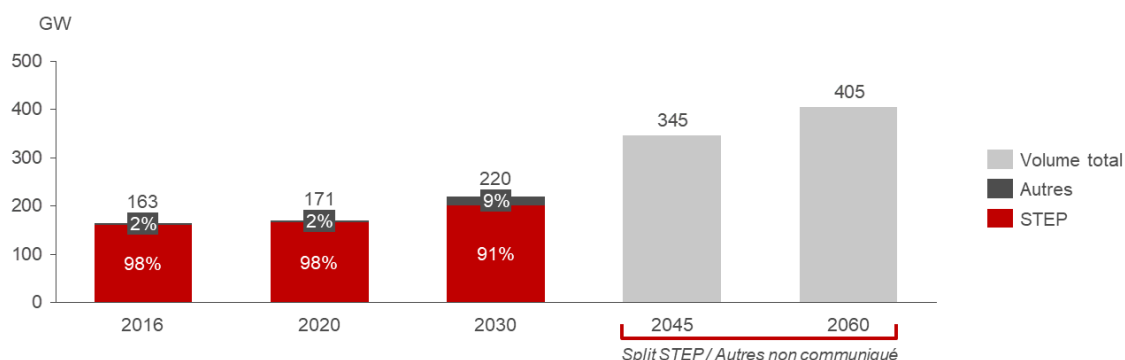
### III. Arguments nuançant ou allant à l'encontre de la thèse

- 1) A horizon 2030, le déploiement de capacités de stockage par batterie dans le monde devrait rester relativement limité, la croissance de la demande en stockage étant principalement satisfaite par de nouvelles STEP, plus compétitives

Dans l'Energy Technology perspective, l'AIE estime que l'augmentation des capacités de stockage hors STEP à l'horizon 2030, au niveau mondial, se situera dans une fourchette de [20-30] GW selon les scénarios. Les STEP demeureront la technologie dominante : dans le scénario 2DS de l'AIE, les capacités installées de STEP représentent toujours 91% des capacités installées de stockage stationnaire à l'horizon 2030 (voir Figure 7) ; malgré des gisements limités, notamment en Europe, les capacités de STEP installées au niveau mondial devraient par ailleurs augmenter grâce à de nouveaux projets, principalement localisés en Chine, au Japon et aux Etats-Unis [cf. monographie n°2 sur le stockage d'électricité].

A horizon 2030, les STEP demeureront dominantes en raison de leur avantage coûts sur les autres technologies et parce qu'elles permettent un stockage inter-saisonnier contrairement aux batteries – cf paragraphe suivant.

Figure 7 : Projection d'augmentation des capacités de stockage – AIE Scénario 2DS



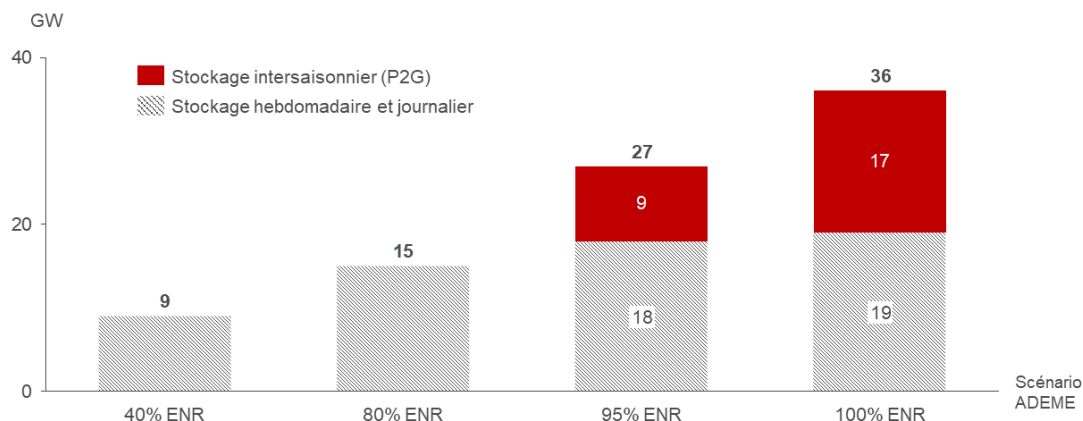
Source : IEA – 2017 – « Energy Technology Perspective (ETP) 2017 »

- 2) Les besoins de stockage anticipés dans un système énergétique à forte pénétration d'énergie renouvelable vont au-delà de l'horizon journalier ; une partie des besoins ne pourra donc être géré seulement avec des batteries

Le développement d'un système électrique très majoritairement renouvelable (>80%) (*et a fortiori* 100%) nécessitera des capacités de stockage significatives (en puissance et capacité énergétique), notamment de stockage inter-saisonnier.

Les études sur l'optimum économique des systèmes très fortement renouvelables permettent de mesurer le besoin en stockage inter-saisonnier. L'étude de l'ADEME « Mix électrique 100% ENR : Analyses et optimisation » (2015) conclut que l'optimum économique pour un mix électrique à 95% ENR (*et a fortiori* 100%) implique nécessairement le développement de stockage inter-saisonnier type « power-to-gas » (P2G ou production d'hydrogène par la production d'électricité en excédent de la demande ; l'hydrogène sert alors de vecteur énergétique de stockage, principalement dans le cadre d'une injection dans les réseaux) sous conditions d'amélioration des performances techniques et économiques des principales technologies actuelles (les électrolyseurs notamment) (cf Figure 8).

Figure 8 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France



Source : Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

De la même façon, l'étude « *Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems* » d'Agora Energiewende estime un besoin en capacités de stockage inter-saisonnier variant entre 26 et 36 GW en Allemagne pour atteindre un mix électrique très fortement renouvelable (95%).

Le sujet du *Power-to-gas* est abordé de façon détaillée dans la [monographie n°7 « couplage des systèmes gazier et électrique »](#).

### 3) La compétitivité technico-économique future du *vehicle to grid* (V2G) reste encore incertaine

Le bilan positif de l'analyse coûts-bénéfices de la gestion intelligente de la charge des véhicules électriques (et VHR) fait aujourd'hui très largement consensus au sein des acteurs du système électrique. En effet, il existe un consensus sur le fait qu'une gestion intelligente de la charge du futur parc de VE/VHR, qu'elle soit réalisée de manière simple (*asservissement sur un signal prix*) ou plus complexe (*contrôle de la charge à l'aide d'un système d'energy mangement associé à une batterie permettant d'optimiser le placement de la charge au pas horaire - voire infra-horaire*), puisse être réalisé aujourd'hui à un coût limité en regard de l'impact important engendré sur la diminution de la pointe de consommation<sup>16</sup>.

En revanche, si la gestion de la décharge des véhicules électriques (« *vehicle to grid* » - V2G) fait l'objet de nombreux projets pilotes (cf chapitre II), la compétitivité technico-économique de cette solution de flexibilité / d'équilibrage du système électrique est aujourd'hui encore incertaine. En effet, si la capacité à gérer la décharge de la batterie du véhicule électrique (en 1<sup>ère</sup> vie) - *c'est-à-dire la capacité à injecter l'énergie stockée dans la batterie du véhicule directement sur le réseau ou utiliser cette énergie pour des besoins résidentiels* (« *vehicle to home* » - V2H) – permettrait de créer plus de valeur pour le système électrique par rapport à une simple gestion de la charge<sup>17</sup>, les surcoûts associés à la mise en

<sup>16</sup> Cf étude RTE 2015 sur les réseaux électriques intelligents

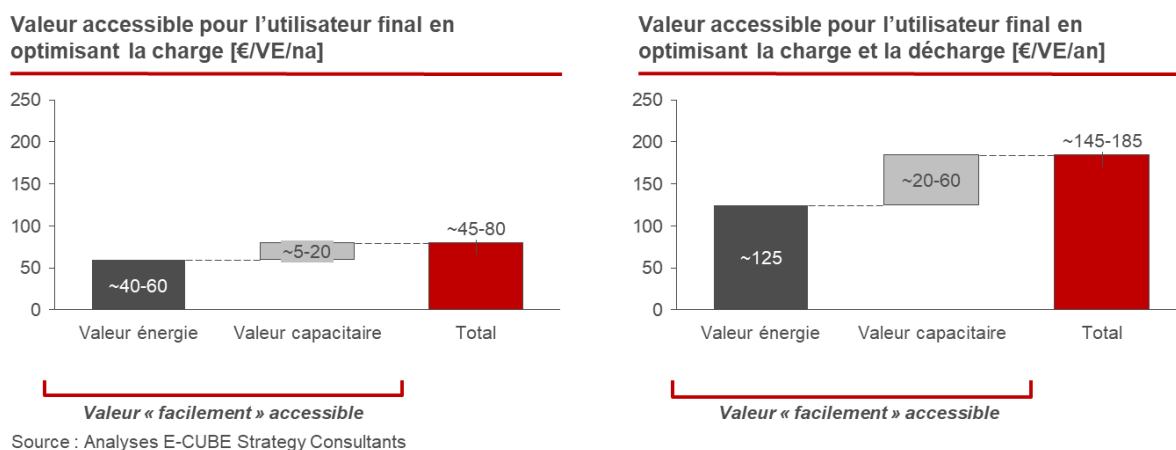
<sup>17</sup> La survalueur apportée par le V2G par rapport à une simple gestion de la charge vient de plus aspects et notamment de la possibilité de : fournir de la capacité au système en période de pointe (vs. simplement éviter d'augmenter cette pointe), fournir une capacité flexible dans les deux sens au système en temps réel pour l'équilibrage du système (participation aux réserves symétrique vs. assymétrique pour la seule gestion de la charge), pouvoir restituer une production solaire locale stockée pour

place et l'exploitation de systèmes permettant la réalisation de V2G<sup>18</sup> sont encore aujourd'hui supérieurs à la survaleur estimée (vs. gestion/optimisation de la charge uniquement).

A titre illustratif, l'analyse de la survaleur (vs. gestion de la charge) a été réalisée à l'échelle de la France (voir Figure 9). Pour les valeurs accessibles<sup>19</sup>, l'analyse se base sur un cas d'usage résidentiel<sup>20</sup> et compare une recharge « *smart charging simple* » optimisant la recharge seulement en fonction des prix spot de l'électricité par rapport à une recharge V2G/V2H optimisant la charge et la décharge. L'analyse montre (voir Figure 9) que la valeur accessible est plus importante pour la charge et la décharge avec ~100€/VE/an. Néanmoins, les coûts aujourd'hui connus des systèmes V2G dépassent encore cette amélioration de la valeur (et donc des revenus qui peuvent être attendus de la mise en place de systèmes V2G). La valeur liée à l'équilibrage court-terme (participation aux réserves) améliorerait le modèle économique mais sont encore aujourd'hui plus difficilement accessibles (nécessitent une observabilité en continue de la charge, une agrégation d'un volume de capacité important - nécessiterait l'agrégation de plusieurs dizaines de milliers de VE/VHR) et dans tous les cas limitée (le besoin en réserves est plafonné sur des critères objectifs techniques – en France il est de l'ordre de 3 GW (réserves primaires, secondaires et tertiaires). Par ailleurs, sur cette application en particulier, la batterie de VE sera en compétition avec d'autres sources de flexibilité potentiellement dédiées à ces applications (stockage centralisé ou décentralisé (batteries) ou actifs historiques participant aux réserves (barrage hydrauliques, turbines à gaz, etc...)).

Le poids du V2G parmi les futurs outils de gestion du système électrique dépendra donc fortement de l'évolution des coûts de mise en œuvre de cette solution à moyen terme, qui restent encore incertain aujourd'hui.

Figure 9 : analyse coût bénéfice de l'optimisation de la décharge dans le cas d'usage résidentiel du véhicule électrique – hors coût d'obsolescence de la batterie



augmenter le taux d'autoconsommation solaire (vs. simplement augmenter la consommation au bon moment dans le cas de la charge intelligente)

<sup>18</sup> Notamment liés à la nécessité de retransformer l'énergie électrique en courant alternatif (passage DC → AC) si injection sur le réseau

<sup>19</sup> Valeur énergie : basée sur les prix spots français moyen entre 2013 et 2015. Valeur capacitaire : basée sur une valeur de la capacité de 10-30 €/kW

<sup>20</sup> Le cas d'usage présenté est une utilisation résidentielle, basée sur des déplacements journaliers de ~40 km, rechargeant un véhicule électrique (batterie de 22 kWh pour une autonomie réelle de ~150km) de 18h à 8h ~250 jours par an sur une borne de 7 kW. La charge permet de couvrir les 40 km, le reste de la capacité est disponible pour le stockage.

## IV. Annexes

### 1) Glossaire

- **AO** : Appel d'offre
- **ENR** : énergie renouvelable
- **V2H / V2G** : *vehicle-to-home / vehicle-to-grid*. Utilisation de la capacité de stockage d'un véhicule électrique pour alimenter sa maison (V2H) ou directement le réseau électrique (V2G)
- **STEP** : Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
- **ZNI** : Zones Non Interconnectées

### 2) Liste des figures

- Figure 1 : évolution du coût d'un pack batterie VE/VHR et projections - 2017 ..... 5
- Figure 2 : évolution du besoin de stockage en fonction du taux de pénétration des ENR en France et en Allemagne ..... 6
- Figure 3 : prix moyens issus des appels d'offres PV+stockage ZNI et coût de production moyen ..... 6
- Figure 4 : capacité de stockage disponible dans le parc de véhicules électriques à l'échelle française ..... 7
- Figure 5 : Volume de stockage embarqué dans les véhicules électriques en comparaison avec le volume d'énergie déplacée pour répondre aux besoins du système électrique ..... 8
- Figure 6 : estimation des capacités de batteries de seconde vie disponible à l'horizon 2035 [GWh]..... 9
- Figure 7 : Projection d'augmentation des capacités de stockage – AIE Scénario 2DS..... 10
- Figure 8 : Analyse du besoin en capacités de stockage en fonction du taux d'ENR dans le mix électrique / périmètre France ..... 11
- Figure 9 : analyse coût bénéfice de l'optimisation de la décharge dans le cas d'usage résidentiel du véhicule électrique – hors coût d'obsolescence de la batterie ..... 12

### 3) Bibliographie

- RTE – 2017 – « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents »
- Ademe – 2017 – « Actualisation du scénario énergie-climat Ademe 2035 – 2050 »
- ANCRE – 2016 – « Scénario Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte »
- CRE – 2016 – « Rapport d'activité »
- Ademe - 2015 - « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »
- Agora Energiewende - 2017 - « Renewables versus fossil fuels - comparing the costs of electricity systems »
- IRENA – 2017 – « Electricity storage and renewables : costs and markets to 2030 »
- IEA – 2017 – « Energy Technology Perspective (ETP) 2017 »
- IEA – 2016 – « World Energy Outlook 2017 »
- Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »