

Systèmes de stockage d'électricité : présentation et état des lieux en France et en Allemagne

Décembre 2018

Auteure :
Alicia Lerbinger, OFATE, alicia.lerbinger@i-carre.net

Contact :
Lena Müller-Lohse, OFATE, lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Vous trouverez le *disclaimer* à la dernière page du présent document.

Résumé

Le stockage d'électricité joue un rôle important pour une intégration réussie des énergies renouvelables au système électrique. D'une part, il peut garantir la mise à disposition d'une flexibilité pour la compensation des variations de charge et de production et, d'autre part, fournir des services système pour assurer la stabilisation du réseau électrique. Différentes technologies de stockage existent ; du fait des caractéristiques qui sont propres à chacune, ces technologies conviennent à des domaines d'application distincts.

Aussi bien en France qu'en Allemagne, des capacités de stockage d'électricité à grande échelle sont disponibles depuis de nombreuses années déjà, sous la forme de centrales de pompage-turbinage. En Allemagne, au cours des dernières années, on a assisté à un développement important de batteries de grande puissance, ainsi que de petits systèmes de stockage destinés à une optimisation de l'autoconsommation photovoltaïque des clients finals. En France, les accumulateurs ne sont pas encore aussi répandus. Leur utilisation fait actuellement l'objet d'essais dans le cadre de projets pilote.

Soutenu par :



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



I. Introduction

Dans le cadre de la transition énergétique, les producteurs d'électricité conventionnels – centrales nucléaires et fossiles – sont remplacés de façon croissante par des installations de production à partir d'énergies renouvelables. L'électricité issue des installations éoliennes et solaires, notamment, dont l'injection dépend de facteurs volatiles, joue ici un rôle important. Afin de pouvoir intégrer ces producteurs à l'approvisionnement en électricité sans menacer pour autant la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau, des modifications de la structure du réseau électrique et de son exploitation sont entre autres nécessaires.

D'une part, la **flexibilité du réseau électrique doit être accrue**, afin de pouvoir compenser les écarts entre charge et production. Différentes options permettent de mettre à disposition une flexibilité : **centrales pilotables, gestion de la demande, échanges d'électricité avec l'étranger ou stockage d'électricité**. Des études réalisées sur les réseaux d'électricité allemand et français révèlent que, lorsque la part d'électricité issue d'énergies renouvelables s'élève à 90 % (ou à 80 %) par rapport à la production totale, des solutions de stockage d'électricité supplémentaires sont requises pour l'intégration complète de ce type de production ; d'autres options de flexibilité sont moins coûteuses à l'heure actuelle¹. Lors d'une surproduction d'électricité, les systèmes de stockage accumulent l'énergie électrique pour la réinjecter dans le réseau lorsque les besoins augmentent. Ils peuvent ainsi stabiliser les variations subites entre charge et production, d'une part, et compenser les différences saisonnières dans la production d'électricité, d'autre part.

Par ailleurs, des **services système** doivent être fournis en vue de l'exploitation stable et fiable du réseau électrique. Ces services sont mis en œuvre de façon continue par les gestionnaires de réseaux pour la surveillance et l'équilibrage de l'approvisionnement en électricité, ainsi que pour l'élimination de défaillances. À l'heure actuelle, ce sont principalement les centrales conventionnelles qui fournissent les services système. Toutefois, à l'avenir, le nombre de centrales conventionnelles présentes sur le réseau sera de plus en plus faible, pour un volume d'heures également de plus en plus faible ; par conséquent, des prestataires alternatifs seront requis pour ces services. Dans ce cadre, les systèmes de stockage peuvent jouer un rôle important.

II. Les différents systèmes de stockage d'électricité

Les systèmes de stockage d'électricité sont des types d'accumulateurs d'énergie qui, de façon générale, se présentent comme des installations destinées au soutirage (charge), au stockage (conservation) et à l'injection (décharge) d'énergie. Dans un système de stockage d'électricité, l'électricité est stockée soit sous forme électrique, soit convertie en une autre forme d'énergie, puis stockée et conservée sous cette forme. Lors de la décharge de l'accumulateur, l'électricité est de nouveau disponible.

Il existe différentes technologies de stockage qui peuvent être classées en catégories en fonction de leurs caractéristiques ou de leurs domaines d'application. Suivant la forme de l'énergie reçue, il est possible de différencier entre les systèmes de stockage mécaniques, électriques, chimiques et électrochimiques. Par ailleurs, on distinguera également les systèmes de stockage de longue et de courte durée. Sur les systèmes de stockage de courte durée, l'électricité est stockée et déchargée à des intervalles de l'ordre de la seconde, de la minute, de l'heure ou de la journée. Dans les systèmes de stockage de longue durée, au contraire, l'électricité est stockée sur des périodes de l'ordre d'une semaine, d'un mois ou d'une saison.

¹ Agora Energiewende 2014, Stromspeicher in der Energiewende, p. 3 ([Lien](#), en allemand).

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) 2015, Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations, p. 17 ([Lien](#) vers le document).

De plus, les systèmes de stockage peuvent être répartis en fonction de leurs caractéristiques techniques : les grandeurs concernées sont entre autres la capacité, la densité énergétique, la puissance et le taux de rendement. On désigne par **capacité de stockage**, ou contenu de stockage (en Wh), la quantité d'énergie que le système de stockage peut livrer après avoir été complètement rechargé. La **densité énergétique** (i.e. en Wh/kg) indique en outre le volume d'énergie utilisable, c'est-à-dire la capacité de stockage par masse ou par volume. La **puissance** (en W) indique la quantité d'énergie chargée ou déchargée lors de la phase de charge ou de décharge. La puissance de charge et la puissance de décharge peuvent différer l'une de l'autre. Le **taux de rendement** indique l'efficacité du processus de stockage. Il peut être défini par le rapport entre l'énergie déchargée et l'énergie chargée.

La figure 1 est une présentation des différentes technologies de stockage utilisées aujourd'hui. Elle illustre la phase de décharge en fonction de la capacité moyenne d'une technologie de stockage. La phase de décharge est le rapport entre l'énergie déchargée et la puissance de décharge. Ce graphique illustre clairement le fait que plusieurs technologies de stockage coexistent. Ces technologies se distinguent par leurs caractéristiques ou leurs caractéristiques techniques, telles que décrites ci-dessus ; par ailleurs, chacune de ces technologies présente des avantages et des inconvénients qui lui sont propres.

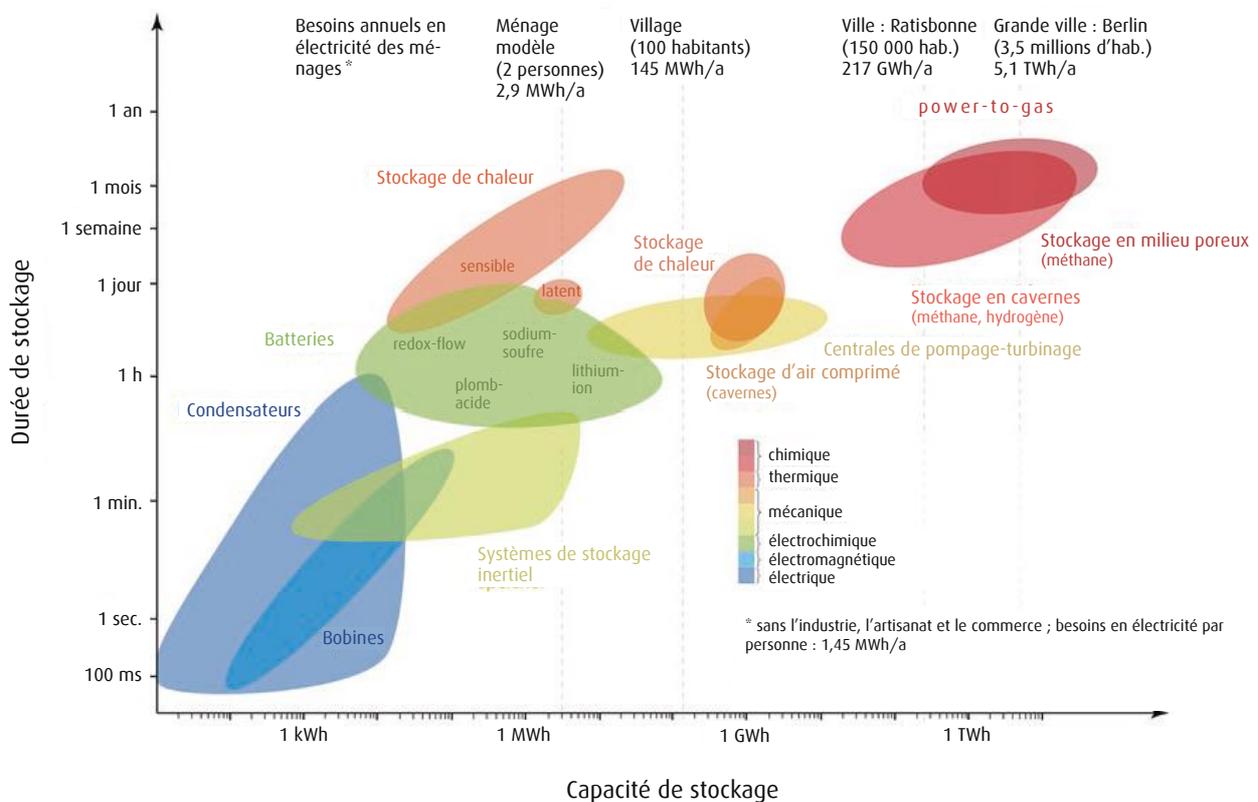


Figure 1 - Comparaison de différentes technologies de stockage, avec phase de décharge en fonction de la capacité de stockage
Source : FENES, Université technique de Ratisbonne²

² Sterner et Stadler (Édit.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, p. 654.

II.1. Centrales de pompage-turbinage

Les centrales de pompage-turbinage sont utilisées dans le monde entier pour stocker de grandes quantités de courant électrique dans le monde entier. Elles représentent plus de 97 % de la capacité du stockage électrique au niveau international³. Elles exploitent l'énergie potentielle de l'eau : lors de surproductions d'électricité, l'eau du bassin inférieur est pompée vers le bassin supérieur (charge). Si un besoin en électricité apparaît sur le réseau, l'eau du bassin supérieur est turbinée en redescendant vers le bassin inférieur.

Les centrales de pompage-turbinage sont une **technologie de stockage sophistiquée et établie**, avec un taux de rendement élevé (de 70 à 80 %). Elles contribuent depuis de nombreuses années à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Ces centrales se distinguent par une très longue durée de vie et une autodécharge faible pendant la phase de stockage. Un autre avantage est leur coût d'exploitation bas, qui est d'environ 8 c€ par kilowatt-heure stocké⁴.

Parallèlement, la construction de centrales de pompage-turbinage requiert un **investissement élevé**, ce qui, du point de vue économique, n'est pas rentable que pour de grosses installations. De plus, au cours des dernières années, plusieurs nouveaux projets de grandes dimensions ont rencontré des **problèmes d'acceptation par la population**. Pour cette raison, la combinaison de petites centrales de pompage-turbinage – avec une capacité inférieure à 10 MW – et d'installations d'énergies renouvelables est actuellement à l'essai dans le cadre de projets pilote. En outre, le modèle des centrales de pompage-turbinage est basé sur les fluctuations du prix de l'électricité : elles achètent de l'électricité à bas prix en vue de la stocker lors de périodes de surproduction pour la revendre à des prix plus élevés lors de périodes de demande. Pour que leur exploitation soit rentable, il faut que les prix varient de façon très importante – ce qui n'est pas le cas en France actuellement, par exemple.

II.2. Accumulateurs

Les accumulateurs ou batteries rechargeables sont des systèmes de stockage électrochimiques présentant une capacité qui peut atteindre plusieurs MWh. Aujourd'hui, le marché des batteries est très dynamique. Cette évolution est notamment alimentée par le développement de l'électromobilité et par les besoins en stockage des énergies renouvelables. Les batteries peuvent être fabriquées en différents matériaux, dont les combinaisons déterminent les propriétés du stockage. Les technologies les plus répandues sont présentées ci-après.

La **technologie de batterie la plus courante** est la **batterie au plomb** ; elle est employée depuis 150 ans. Pour cette raison, c'est une technique qui bénéficie d'une expérience étendue, partout dans le monde. Sa fabrication est **la moins onéreuse de toutes**, avec des coûts d'investissement d'environ 90 - 350 €/kWh⁵. À l'heure actuelle, d'autres technologies de batteries sont en passe de devenir plus rentables, et donc compétitives. De plus, la densité énergétique de la batterie au plomb est plus faible que celle d'autres batteries. Enfin, elle possède une **durée de vie limitée** pour une utilisation avec des cycles de charge fréquents.

Ces dernières années, par conséquent, on a assisté à un essor des **accumulateurs lithium-ion**. Parmi leurs points forts, on compte une **densité énergétique** et des **taux de rendement très élevés**, ainsi qu'une **haute performance**. De plus, au cours des cinq dernières années, le prix par kWh a baissé de moitié, et l'on peut s'attendre à d'autres réductions des coûts à l'avenir⁶. Néanmoins, avec un coût de 170 - 600 €/kWh, les accumulateurs lithium-ion restent aujourd'hui

³ International Energy Agency (IEA) 2018, Energy storage. Tracking clean energy processes ([Lien](#), en Anglais).

⁴ Sterner et Stadler (édit.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, p. 649.

⁵ Sterner et Stadler (édit.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, p. 649.

⁶ Bloomberg New Energy Finance (BNEF) 2017, Lithium-Ion Battery Costs and Market, p. 2, ([Lien](#), en Anglais).

nettement plus chers que les batteries au plomb⁷. Par ailleurs, **un contrôle et une surveillance intensifs** des batteries sont nécessaires : en effet, certaines cellules de batteries peuvent présenter des dégradations des performances et subir des dommages du fait de variations de températures, par exemple. Enfin, les accumulateurs lithium-ion sont fabriqués avec des **matières premières dont les gisements sont fortement limités**.

Une autre technologie de batterie est la **batterie redox-flow**. Sur cette technologie, contrairement aux batteries conventionnelles, les réservoirs d'électrolyte sont séparés de la cellule d'échange d'ions. **Par conséquent, la capacité de stockage est modulable indépendamment de la puissance**. Cette technologie se trouve actuellement encore en stade de développement et n'est **pas encore au point techniquement**. Parmi ses inconvénients, il faut mentionner une densité énergétique faible, ainsi que la manipulation délicate à cause des grandes quantités d'acide nécessaires. Actuellement, ces difficultés, alliées à des coûts élevés, sont une entrave à une utilisation à grande échelle de cette technologie de batterie.

II.3. Autres technologies de stockage

Comparativement aux centrales de pompage-turbinage et aux accumulateurs, les autres technologies de stockage de l'électricité sont peu répandues. Les **installations de stockage à air comprimé** fonctionnent de façon analogue aux centrales de pompage-turbinage. L'énergie est utilisée pour la compression d'air lors de surproductions d'électricité ; cet air comprimé est ensuite stocké dans des cavernes souterraines. Pour récupérer l'électricité, l'air est détendu en mettant en mouvement des turbines. Les installations de stockage à air comprimé conventionnelles sont techniquement au point ; toutefois, elles possèdent un taux de rendement très faible (50 %).

Avec le **power-to-gas-to-power** (P2G2P), l'électricité est stockée sous forme chimique. L'électricité excédentaire est utilisée pour décomposer l'eau en ses deux composants : l'hydrogène et l'oxygène. Ensuite, l'hydrogène est stocké, puis reconverti par le biais d'une pile à combustible en vue de répondre à une demande d'électricité. Alternative-ment, l'hydrogène peut être utilisé dans d'autres secteurs, tels que l'industrie, par exemple, ou pour l'approvisionnement en chaleur. Il est possible de stocker l'hydrogène sur de longues périodes ; par suite, cette technologie est adaptée au stockage saisonnier. Toutefois, elle non plus n'est pas encore au point. Une des faiblesses du P2G2P est son faible taux de rendement d'environ 40 %. En outre, ce procédé est déjà en soi très coûteux ; or, la construction de l'infrastructure nécessaire pour l'hydrogène se traduit par des coûts supplémentaires élevés.

Les **systèmes de stockage inertiel** utilisent l'énergie cinétique d'une masse en rotation comme moyen de stockage. Le volant d'inertie est accéléré par un moteur électrique grâce à de l'électricité excédentaire. La reconversion est effectuée en couplant le volant à un générateur électrique qui le freine. En cas d'utilisation de courte durée, les systèmes de stockage inertiel offrent un taux de rendement très élevé supérieur à 90 %. Toutefois, lors d'un stockage de longue durée, ils affichent une autodécharge importante ; les volants d'inertie conviennent donc uniquement à un stockage de courte durée, pour une plage allant de la seconde à l'heure.

Sur **les condensateurs et les bobines**, l'électricité est stockée sous forme électrique ou électromagnétique. Ces deux technologies de stockage présentent des performances élevées, une longue durée de vie et un temps de disponibilité ultrarapide de quelques millisecondes ; ce pourquoi ils se prêtent aux mêmes applications de courte durée que les systèmes de stockage inertiel. Toutefois, la capacité pouvant être stockée est très faible avec des valeurs de l'ordre du kWh ; une durée de stockage plus longue s'accompagne d'une forte autodécharge et de coûts d'investissement très élevés jusqu'à 915 €/kW.⁸ De ce fait, cette technologie n'est pas très répandue.

⁷ Sterner et Stadler (édit.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, p. 649.

⁸ Sterner et Stadler (édit.) 2017, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, p. 649.

III. État des lieux des systèmes de stockage en France et en Allemagne

III.1. Allemagne

En Allemagne, ce sont **majoritairement des centrales de pompage-turbinage** qui sont employées comme gros systèmes de stockage. En février 2018, leur **puissance totale** s'élevait à **près de 10 GW** pour **une capacité d'environ 40 GWh** en fonctionnement⁹. Sont comprises dans ces chiffres les centrales du Luxembourg et d'Autriche qui injectent de l'électricité sur le réseau allemand. Sur cette base, la part des centrales de pompage-turbinage par rapport à la puissance de production installée totale en Allemagne s'élève donc à environ 5 %.

En raison d'une résistance de la part de la population et d'un manque de rentabilité, plusieurs projets de construction de centrales de pompage-turbinage ont été abandonnés ces dernières années. En outre, en Allemagne, il n'existe plus que très peu de sites appropriés, si bien qu'aucun projet n'est en cours ni à l'essai. Néanmoins, des centrales de pompage-turbinage d'une puissance de 372 MW sont en cours de construction en Autriche ; elles approvisionneront aussi le réseau électrique allemand¹⁰.

Au cours des dernières années, on a assisté à un développement important des **systèmes de batteries de grande puissance**. La capacité réalisée et planifiée ou en construction pour ce type de systèmes s'élevait à environ **300 MWh** en 2017 ; comme on peut le voir sur la figure 2, cette capacité a été multipliée par cinq depuis 2015. Les petits systèmes de stockage de l'énergie solaire destinés à l'optimisation de l'autoconsommation ne sont pas compris dans le graphique.

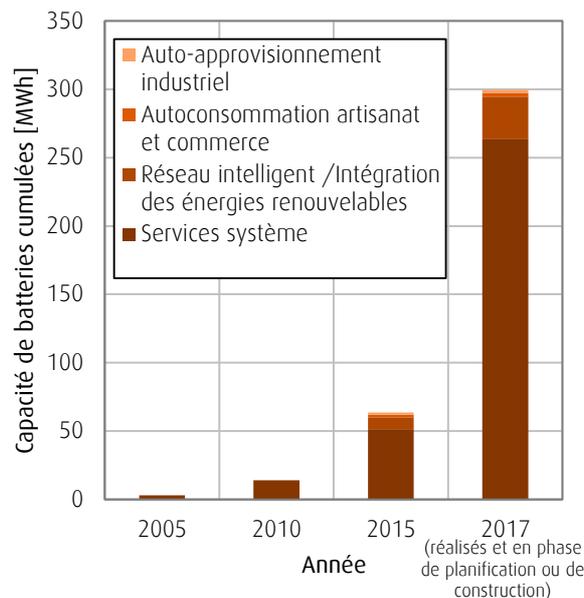


Figure 2 - Évolution de la capacité de batteries en Allemagne en fonction des affectations

Source : IEK-STE Jülich¹¹, graphique OFATE

⁹ Bundesnetzagentur 2018, Kraftwerksliste ([Lien](#), en Allemand).

Stenzel 2018, Kenndaten des deutschen Pumpspeicher-Kraftwerksparks ([Lien](#), en Allemand).

¹⁰ Bundesnetzagentur et Bundeskartellamt 2017, Monitoringbericht 2017, p. 60 ([Lien](#), en Allemand).

¹¹ Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE): Stenzel, Hennings und Linssen 2017, Energiespeicher, ([Lien](#), en Allemand).

La majeure partie des batteries de grande puissance est employée à la fourniture de services système. En 2017, la part de ces services s'élevait à près de 90 %. Jusqu'à présent, les systèmes de batterie ont rarement été employés aux fins d'autoconsommation dans l'industrie, l'artisanat et le commerce. Par rapport à la capacité installée des centrales de pompage-turbinage, la capacité de batteries installée est inférieure à 1 % – et donc très faible. Cet état de fait va se poursuivre puisque ces deux types de stockage couvrent des domaines d'application différents : alors que les batteries de grande puissance mettent à disposition une puissance élevée avec une capacité faible, comme cela est requis pour la fourniture de services système, les centrales de pompage-turbinage requièrent une capacité de stockage plus élevée par rapport à leur puissance et sont donc plutôt affectées à la compensation de variations au cours de la journée ou de la semaine.

La figure 3 illustre l'évolution de la puissance nominale installée cumulée des batteries en vue de la **mise à disposition de réserve primaire**. La réserve primaire est un service système destiné au maintien de la fréquence sur le réseau électrique. Celle-ci est un critère de référence pour l'équilibre systémique entre production et consommation sur le réseau électrique. Afin de prévenir des écarts de fréquence critiques et de pouvoir compenser des variations imprévues, de l'énergie d'ajustement positive et négative est requise. En fonction de la rapidité avec laquelle cette énergie d'ajustement peut être activée et de la durée pour laquelle elle est requise, on distingue plusieurs types de réserve : instantanée, primaire, secondaire et tertiaire¹². La réserve primaire doit pouvoir être disponible dans un délai de 30 secondes et être à disposition en continu pour 30 minutes au minimum. Les batteries de grande puissance conviennent parfaitement à ce type d'application qui réclame une puissance élevée sans que des capacités importantes soient requises.

Les gestionnaires des réseaux de transport allemands (GRT), qui sont responsables de la stabilité du réseau et, par conséquent aussi du maintien de la fréquence, ont ajusté les règles de préqualification pour la fourniture de réserve primaire. Dans ce cadre, ils ont établi des exigences relativement à la capacité de stockage de batteries et ouvert le marché de la réserve primaire aux batteries de grande puissance. En juin 2018, une puissance de **230 MW de réserve primaire était préqualifiée** par les quatre GRT allemands. Ceci correspond à environ 5 % de la réserve primaire totale préqualifiée en Allemagne¹³. Le reste de la réserve primaire est mis à disposition par des centrales hydroélectriques et des centrales conventionnelles. Plus de 90 % des batteries de grande puissance emploient la technologie lithium-ion. Ce chiffre comprend les batteries de grande puissance qui utilisent des batteries lithium-ion déjà employées auparavant (lithium-ion [seconde vie], voir figure 3). La part de batteries plomb-acide relativement à la capacité installée totale est inférieure à 1 %.

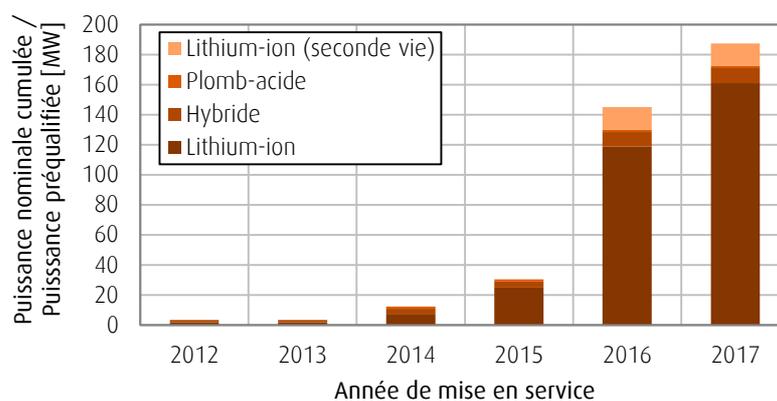


Figure 3 - Évolution de la puissance nominale cumulée des batteries pour la mise à disposition de réserve primaire en Allemagne
Source : IEK-STE Jülich¹⁴, graphique OFATE

¹² Vous trouverez plus d'informations sur l'énergie d'ajustement sur le [lien](#) suivant.

¹³ 50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW 2018, Präqualifizierte Leistung in Deutschland ([Lien](#), en Allemand).

¹⁴ IEK-STE 2017, Energiespeicher.

Employées en combinaison avec des installations photovoltaïques d'une puissance maximum de 30 kW_c pour l'optimisation de l'autoconsommation, les **petites batteries à domicile** également ont connu une forte croissance au cours des dernières années en Allemagne. La figure 4 illustre l'évolution du nombre d'installations en place, ainsi que leur capacité de batterie disponible cumulée. Depuis 2013, le nombre d'installations existantes est passé de presque 0 à environ 85 000. Alors que, en 2013, près de 75 % des nouveaux systèmes de stockage étaient équipés de batteries plomb-acide, en 2017, la part des accumulateurs lithium-ion dépassait 95 %. Fin 2017, la capacité de batterie disponible cumulée des systèmes de stockage d'électricité solaire s'élevait à environ 600 MWh. La forte augmentation des batteries à domicile s'accompagne de projets pilote lancés par des GRT, visant la mise en réseau de systèmes de stockage décentralisés en vue de leur utilisation pour la maîtrise des congestions sur le réseau.

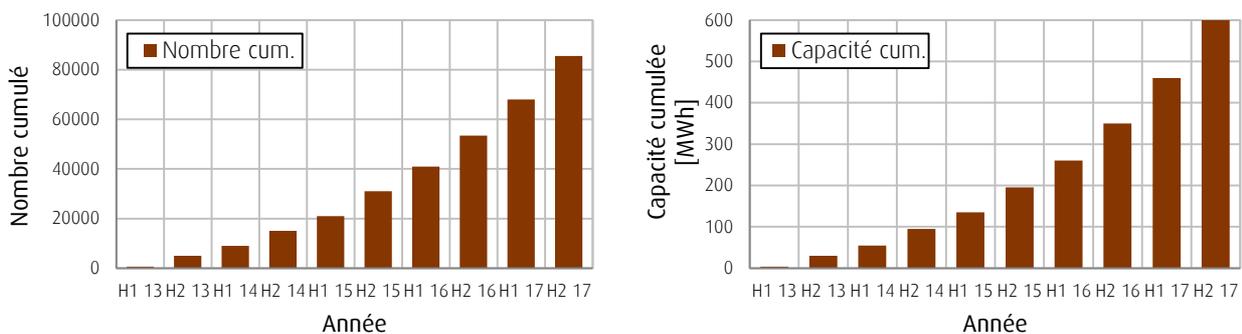


Figure 4 – Nombre cumulé des installations de stockage photovoltaïques et évolution de leur capacité de batterie disponible cumulée en Allemagne. Source : ISEA RWTH Aachen¹⁵, graphique OFATE

L'achat de petites batteries fait l'objet d'un soutien dans le cas d'un programme KfW. Près d'un tiers de l'ensemble des installations existantes a tiré parti de ce soutien financier. Du fait de la croissance des prix de l'électricité et de la baisse des prix de système des installations photovoltaïques et des batteries, l'optimisation de l'autoconsommation par un système de stockage photovoltaïque est de plus en plus rentable. Comme les prix de l'électricité pour les clients finals sont significativement plus élevés en Allemagne qu'en France, par exemple, le développement y est plus poussé. On trouvera des informations détaillées sur le stockage photovoltaïque à domicile dans le rapport annuel sur le programme de suivi du stockage 2018¹⁶.

III.2. France

En France, les **centrales de pompage-turbinage** sont utilisées comme **systèmes de stockage d'électricité** à grande échelle. La puissance cumulée des centrales actuellement en service dans le pays s'élève à **environ 5 GW** avec une **capacité de stockage de près de 200 GWh**¹⁷. La part des centrales de pompage-turbinage représente environ 4 % des capacités de production d'électricité installées totales. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) française prévoit par ailleurs le développement de 1 à 2 GW de puissance supplémentaire d'ici à 2025 - 2030¹⁸. Parallèlement à ces installations, une **puissance de production s'élevant à environ 10 GW** est mise à disposition par des **centrales hydrauliques à accumulation**¹⁹. Sur de telles centrales, l'eau est stockée dans un bassin supérieur, puis retournée vers le bassin inférieur par des turbines lors d'une demande d'électricité. Contrairement aux centrales de pompage-

¹⁵ RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) 2018, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018, p. 37f ([Lien](#), en Allemand).

¹⁶ ISEA 2018, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018.

¹⁷ Réseau de transport d'électricité (RTE) 2018, Capacité installée agrégée par filière, ([Lien](#) vers le document).

Eurelectric 2011, Hydro in Europe : Powering Renewables, S. 17 ([Lien](#), en Anglais).

¹⁸ Consulter ici la programmation pluriannuelle de l'énergie dans son intégralité ([Lien](#) vers le document).

¹⁹ RTE 2018, Panorama de l'électricité renouvelable en 2017, S. 30 ([Lien](#) vers le document).

turbinage, les centrales hydrauliques à accumulation ne peuvent toutefois pas avoir recours à l'électricité excédentaire du réseau.

L'intégration ou l'utilisation de **systèmes de batteries de grande puissance** ne sont pas aussi développées en France qu'en Allemagne. Si l'on excepte les centrales de pompage-turbinage, la participation de systèmes de stockage au marché d'ajustement est limitée. Actuellement, il existe quelques **projets de démonstration** visant à étudier l'utilisation de systèmes de batteries pour la mise à disposition de flexibilités sur le réseau électrique. Depuis début 2017, un tel projet de démonstration est mené par le gestionnaire de réseau de transport français RTE, par exemple. Ce projet doit fournir des données sur la possibilité de l'utilisation de batteries pour la maîtrise des congestions locales dues à la hausse de l'injection intermittente d'électricité issue de l'éolien et du photovoltaïque.

Dans le cadre du projet, trois batteries d'une taille de 12 à 15 MW et d'une capacité de stockage de 24 à 30 MWh sont raccordées au réseau de transport. Ces batteries doivent être utilisées comme des « câbles électriques virtuels ». Le principe de fonctionnement est illustré par la figure 5 : dans les régions 1 et 2, des saturations du réseau apparaissent du fait d'injections d'électricité par des installations d'énergies renouvelables. Dans ces régions, les batteries stockent alors l'électricité excédentaire permettant ainsi une décongestion du réseau. Simultanément, la batterie de la région 3 injecte la même quantité d'électricité sur le réseau. Un équilibre systémique entre production et consommation est ainsi obtenu, dans lequel les batteries fonctionnent comme une ligne électrique virtuelle.

Exploitation de systèmes de stockage par les gestionnaires de réseaux

Dans le cadre du paquet énergie-climat, la Commission européenne a précisé les missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution relativement aux systèmes de stockage d'énergie. Ni les GRD, ni les GRT ne sont autorisés à posséder ou à exploiter de tels systèmes. Cependant, il existe certaines exceptions dont les détails restent à définir.

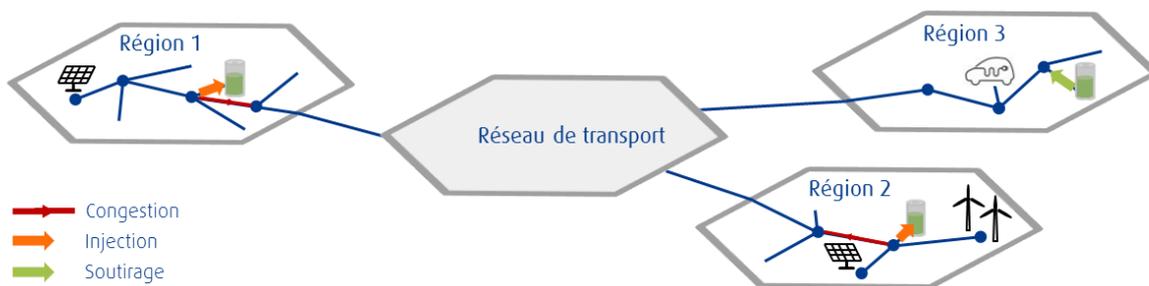


Figure 5 – Principe de fonctionnement du projet de démonstration pour la maîtrise de saturations du réseau
Source : RTE 2017²⁰, graphique OFATE

Parallèlement aux projets de démonstration en France métropolitaine, il existe plusieurs projets et systèmes de batteries dans les départements et territoires d'outre-mer français. La part de production d'électricité issue des énergies renouvelables y est en moyenne plus élevée qu'en France métropolitaine. En outre, la capacité totale du système d'approvisionnement en électricité est beaucoup moins importante rendant ainsi un fonctionnement stable du système plus difficile. Par suite, des installations de stockage de l'électricité sont nécessaires en vue d'assurer l'approvisionnement durable et fiable des réseaux. Des batteries présentant des capacités dans une plage d'1 à 2 chiffres en MWh sont installées aussi bien en Guyane française qu'à La Réunion, à Mayotte, à la Martinique et à la Guadeloupe.

²⁰ RTE 2017, Investissements 2018 de Rte. Séance du 29 novembre 2017. Annexe F. Dossier de saisine du projet de démonstrateur RINGO, p. 5 ([Lien](#) vers le document).



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.