

Avancées du stockage de l'énergie aux États-Unis

Décryptage des enjeux pour l'Europe

Ugo PETRUZZI

► Points clés

- Le stockage est une brique technologique stratégique pour assurer l'intégration des énergies renouvelables (ENR) sans recourir aux énergies fossiles. Cet enjeu n'est pas assez pris en compte par l'Union européenne (UE), alors que plus de 6 gigawatts (GW) de batteries sont déjà installés sur les réseaux aux États-Unis et, de surcroît, aussi dans les logements.
- Au vu des tensions croissantes sur l'approvisionnement électrique, ces technologies vont sans doute devoir être déployées en Europe à l'échelle beaucoup plus rapidement que ce que l'on pouvait envisager, et le risque de dépendance technologique est élevé.
- Si les dés semblent jetés dans la course technologique aux moyens de stockage courts, le défi est celui du stockage de longue durée. Il est nécessaire d'anticiper et de planifier notamment le développement de réserves de dihydrogène et le pompage d'eau sur les barrages existants.
- Le déploiement des batteries stationnaires Lithium-ion pose une question de recyclabilité et les tensions actuelles sur l'accès aux ressources primaires sont un motif d'alerte supplémentaire : il faut s'enquérir des alternatives même si leur coût est aujourd'hui supérieur.

Introduction

Face à l'avènement d'une ère où les énergies renouvelables (ENR) vont se déployer à très forte échelle avec près de 600-700 gigawatts (GW) supplémentaires envisagés pour l'Union européenne (UE) d'ici 2030¹, et alors que la contribution des centrales à gaz est désormais réévaluée tandis que les centrales à charbon devront fermer, les techniques actuelles d'optimisation du réseau montreront leurs limites. Pour assurer à chaque instant l'équilibre entre l'offre et la demande, il s'agira donc de revoir l'organisation du maillage électrique du territoire (décentralisation des moyens de production et de flexibilité), de résoudre des problèmes de fréquence² et de moduler à la fois la demande et l'offre pour s'ajuster au taux de pénétration grandissant de ces moyens de production par nature intermittents.

La transformation accélérée du système électrique va nécessiter une mobilisation bien plus forte des outils de flexibilité bas carbone, dont le stockage. Il s'agira d'augmenter la capacité en puissance de stockage ainsi que la durée pour combler les écarts entre production réelle et prévue, pour assurer le remplacement des réserves primaires et secondaires ou pallier dans l'urgence la mise à l'arrêt prolongée des moyens de production d'énergie. De plus, les phénomènes météorologiques extrêmes amenés à se multiplier et à se renforcer amplifient encore ces besoins de stockage d'électricité, car les dérèglements en cours peuvent avoir des impacts majeurs côté offre (disponibilité de l'hydro, régime de vent, refroidissement des réacteurs nucléaires), acheminement (destructions des infrastructures) et demande (pics de consommation liés aux besoins de production de froid ou de chaleur). Enfin, la consommation tendra vers une autoconsommation croissante qui se développera grâce à la présence de moyens de production autonomes. Les ménages qui le peuvent voudront leur éolienne ou panneau solaire à domicile afin de maîtriser leur facture et l'origine de leur électricité. Il faudra donc équiper ces derniers en stockage³.

Pour la France, il s'agira d'installer 9 GW de stockage (7 GW hebdomadaire, 2 GW infra-journalier) pour un scénario avec 40 % d'ENR et 46 GW (7 GW hebdomadaires, 12 GW infra-journaliers et 17 GW inter-saisonniers) dans un scénario 100 % ENR, ce qui est considérable⁴. La Commission européenne (CE) estime que d'ici 2050, l'UE devra être en mesure de stocker six fois plus d'énergie qu'en 2020 et que le besoin de stockage pour

1. M.-A. Eyl-Mazzega, C. Mathieu et I. Urbasos, « The EU's Renewables Expansion Challenge Towards 2030: Mobilizing for a Mission Almost Impossible », *Notes de l'Ifri*, Ifri, mai 2022, disponible sur : www.ifri.org.

2. Rappelons que le stockage d'électricité répond aujourd'hui à un besoin de maintien de la fréquence (équilibrer la demande et l'offre sur des temps très courts) à 60 hertz (Hz) – États-Unis – ou 50 Hz – Europe – avec pour cause l'intermittence du peu d'énergies renouvelables dans le mix électrique ou d'un arrêt soudain d'une centrale à charbon (comme en Australie).

3. L'Agence internationale de l'énergie, dans un scénario net zéro 2030, anticipe que la consommation d'électricité de la demande proviendra à 16 % de sa propre production et à 6 % de son stockage

4. « Chapitre 7 : Garantir la sécurité d'approvisionnement », in *Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*, rapport complet, 16 février 2022, RTE, disponible sur : www.rte-france.com.

les 27 États membres passeront à 97 GW à 2030⁵. De manière contre-intuitive, cette dernière note une puissance stockée nécessaire (50 GW) en 2050 inférieure à 2030. Cela provient de la combinaison de la flexibilité qui sera offerte par les électrolyseurs (550 GW en 2050) et par le pilotage de la demande. Au niveau mondial, le besoin en capacité de stockage est évalué par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) à 585 GW en 2030.

À la lumière de ces défis, une solution s'affirme pour participer au lissage de l'offre (*front-of-the-meter*), apporter une certaine résilience, accompagner le développement du prosumérisme (*behind-the-meter*), déployer les modes de transport propres : le stockage de l'énergie. Aujourd'hui assurées essentiellement par les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), de nouvelles solutions émergent afin de répondre aux défis engendrés par cette révolution de la demande et de l'offre. Le stockage de l'électricité revêt désormais une dimension stratégique, car les besoins vont être croissants, les enjeux économiques et technologiques sont très importants, et certains hors d'Europe prennent déjà une avance importante qui leur conférera des avantages dans la compétition internationale.

Le stockage de
l'électricité revêt
désormais une
dimension stratégique

Les solutions de stockages varient et répondent à des besoins spécifiques

Pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique et déployer les solutions de stockage les plus adaptées, il convient de tenir compte du coût de stockage associé, suivant le rendement du procédé. Une attention particulière doit être portée au temps de démarrage (pour déstocker l'énergie). De plus, le critère nombre de cycles de charge/décharge peut s'avérer limitant d'un point de vue physique (dégradation des performances dans le temps) et technique (il est par exemple impossible de remonter de l'eau dans un barrage en quelques millisecondes).

Enfin, du fait des frottements, de la température ou des fuites, la solution de stockage peut perdre de l'énergie plus ou moins vite, et donc le temps de stockage constitue aussi un critère de choix entre les technologies disponibles. Tout cela conduit à opérer des arbitrages majoritairement économiques : faire démarrer chaque fois le moyen le moins cher adapté aux spécificités de la réponse attendue.

5. C. Andrey, P. Barberi, L. Nuffel, *et al.*, *Study on Energy Storage: Contribution to the Security of the Electricity Supply in Europe*, Commission européenne, Direction générale de l'énergie, 2020, disponible sur : <https://data.europa.eu>. À noter que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) estime que les besoins en stockage d'énergie seront de 231 térawattheures (TWh) en 2030 et autour de 570 TWh vers 2050. Voir : ENTSO-E et ENTSG, *TYNDP 2022 Scenario Report. Version April 2022*, disponible sur : <https://2022.entso-tyndp-scenarios.eu/>.

**Principaux moyens de stockage actuellement en service,
classés par famille** (Source : Schmidt *et al.*, *Joule*, vol. 3, 81-100, 16 janvier 2019 © 2018 Elsevier Inc.)

Technologie	Puissance (MW)	Temps de décharge (h)	Nombre de cycles de charge et décharge totales	Temps de réponse	Fonctionnement	Avantages	Inconvénients
Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)	0 - 5 000	1 - 15	20 000 - 50 000	1 heure - 2 jours	Stockage par gravité : l'eau est pompée jusqu'à la retenue d'eau (remontée)	<ul style="list-style-type: none"> > Impact écologique > Bon rendement (80 %) 	<ul style="list-style-type: none"> > Étiages en été > Peu de nouveaux sites disponibles > Coût du stockage
Air comprimé	5- 400	1-24	> à 13 000	1 heure - 1 jour	Compression de l'air ambiant à quelques centaines de bar.	<ul style="list-style-type: none"> > Cavités souterraines existantes > technologie ancienne 	<ul style="list-style-type: none"> > Rendement procédé (70 %) > Risque d'explosion, modification de la structure du sol
Volant d'inertie	0,01 - 20	< à 0,5	20 000 - 225 000	< à 10 secondes	Utilisation de l'énergie cinétique de rotation d'une masse qui décélère	<ul style="list-style-type: none"> > Intéressant en kWh*cycles > Pas de matière critique, purement mécanique 	Technologie mature qui montre ses limites en puissance
Batteries	Plomb acide	0,05 - 100	< à 5 500	< à 10 secondes	Réaction électrochimique en milieu acide	<ul style="list-style-type: none"> > Technologie connue > Courant crête de grande intensité (démarrage d'une voiture) 	<ul style="list-style-type: none"> > La plus faible énergie massique des batteries (35 Wh/kg) > Métal lourd (Pb)
	Sodium (ou Lithium) souffre	0,05 - 50	2 500 - 4 500	< à 10 secondes		<ul style="list-style-type: none"> > Densité énergétique très élevée pour Li, élevée pour S 	<ul style="list-style-type: none"> > Autodécharge élevée > Recyclabilité
	Lithium Ion	0,001 - 350	0,25 - 5	2 000 - 3 500	< à 10 secondes	Réaction électrochimique du Lithium	<ul style="list-style-type: none"> > Fenêtre de fonctionnement en température (-50-125 °C) > Faible autodécharge
Redox-Flow	0,02	0,02 - 10	5 000 - 13 000	< à 10 secondes		<ul style="list-style-type: none"> > Réaction n'a pas lieu sur les électrodes > Puissance proportionnelle à la taille des réservoirs 	<ul style="list-style-type: none"> > Métal rare > Utilisation dans les alliages (propriétés mécaniques)
Hydrogène	0,3 - 500	0,01 - 24	< à 20 000	< à 10 secondes		<ul style="list-style-type: none"> > Sous-terrain donc résistant aux aléas extérieurs > Quantité d'énergie stockée 	<ul style="list-style-type: none"> > Explosion > Maturité de la production

Les coûts associés à ces moyens de stockage peuvent être analysés dans le contexte de la fourniture de trois services clés :

- **participation à la réponse primaire** : corriger les variations de fréquence à + ou - 0,05 Hz à la suite d'une variation subite de l'offre et/ou de la demande ;
- **autoconsommation** : achat d'énergie à bas prix, utilisation quand les prix sont hauts, réduction des pics de demande ;
- **stockage saisonnier** : compenser une longue interruption d'une partie de l'offre ou d'une variation saisonnière de la demande et/ou de l'offre.

**Coût du MWh stocké pour les trois applications,
en 2020 et estimation pour 2040, en dollars/MWh (US2018\$)**

Technologie	Réponse primaire		Autoconsommation		Stockage saisonnier	
	1-2 000 MW, 0,02-1h, 250-15 000 cycles, temps réponse < à 30s		0,001-10 MW, 1-10h, 50-500 cycles, temps réponse > à 10s		500-2 000 MW, 24h-3mois, 1-5 cycles, temps réponse > à 10s	
	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Volant d'inertie	220	140	x	x	x	x
Vanadium à flux	420	200	300	220	20 000	8 000
Air comprimé	x	x	x	x	3 000	3 200
Li-ion	340	175	360	200	x	x
STEP	x	x	x	x	3 200	3 300
Hydrogène	2 600	1 400	950	650	3 000	1 500

Source : O. Schmidt et al., « Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies », Joule, vol. 3, 81-100, Elsevier, 16 janvier 2019.

La liste présentée ci-dessus n'est pas exhaustive. D'autres moyens de stockage existent, comme les super-condensateurs, le stockage thermique (sous-terrain, dans des roches volcaniques, etc.) et les batteries solides, mais ils sont considérés comme moins matures et compétitifs à ce stade.

Les batteries Li-ion sont dominantes du fait du temps de stockage, de la réactivité, du prix (sur les grands projets, on atteint désormais 132 dollars par kilowattheure⁶), et de la densité énergétique. Elle est environ de 500 wattheures par kilogramme (Wh/kg) pour

6. J. Frith, « Battery Price Declines Slow Down in Latest Pricing Survey », Bloomberg, 30 novembre 2021, disponible sur : www.bloomberg.com.

une batterie Li-ion. En comparaison, celle de l'essence est de 3 980 Wh/kg⁷, en considérant un rendement thermique du moteur de 30 %. Ces mêmes batteries sont adaptées à l'autoconsommation, couplées à une source de production renouvelable. Pour avoir un ordre de grandeur, les Tesla seconde génération (utilisées pour l'autoconsommation) stockent une énergie de 13,5 kWh pour un coût d'acquisition d'environ 8 000 de dollars. En revanche, le déploiement rapide dont elles font preuve (notamment dans le domaine des véhicules électriques) ne doit pas masquer les problèmes de recyclabilité (non-encore totalement maîtrisés), de tensions concernant l'accès aux ressources minérales sur lesquelles repose cette technologie (dont les prix atteignent actuellement des records), et de la faible énergie stockée. Dans l'État de New York, les batteries sont dimensionnées pour stocker l'électricité durant 45 minutes. Les batteries concurrentes, plomb-acide que Duke Energy a dû remplacer par une Li-ion à cause de leur dégradation, ou encore de vanadium à flux qu'Avista Utilities a remplacées à la suite de pertes en rendement, sont reléguées au second plan mais restent à suivre. Par exemple, la puissance des batteries à flux, qui peuvent aussi fonctionner avec un électrolyte organique, dépend de la taille du réservoir. Pour un appel en réserve secondaire ou tertiaire, elles peuvent se révéler plus avantageuses que leur rivale. Il ne faudra donc pas négliger le développement des autres batteries, au risque de se retrouver dans une impasse si l'empreinte matières et la recyclabilité des batteries Lithium-ion deviennent problématiques.

Les batteries doivent être accompagnées d'une solution qui permette de stocker plus longtemps, comme l'hydrogène. Le développement de ce vecteur de stockage, dans un réservoir ou en cavité saline, en aquifère ou en gisement déplété (les mêmes que ceux du gaz naturel), ne peut avoir lieu sans une amélioration du rendement et montée à l'échelle industrielle des électrolyseurs et la préparation de cavités par lessivage de la couche de sel gemme (10 ans). L'hydrogène est parfois transformé en méthane (*power-to-gas*) : moins concentré énergétiquement mais beaucoup plus dense et qui pourra aussi être transporté dans le réseau gazier.

En outre, les volants d'inertie sont aujourd'hui matures. Ils sont régulièrement installés dans des zones insulaires, où la consommation d'énergie est relativement faible. Leur longue durée de vie les rend avantageux. Ces derniers sont généralement mobilisés dans la récupération puis utilisation d'énergie, notamment pour le métro de Los Angeles.

Le stockage par air comprimé rencontre certaines limites, concernant notamment le rendement des pompes, mais il reste tout de même compétitif aujourd'hui. Dans un futur proche, la concurrence avec l'hydrogène risque d'être forte et de le reléguer au second plan.

7. B. Claessens, « La batterie lithium-air ressort des cartons et affiche une densité énergétique record », Révolution énergétique, 4 février 2022, disponible sur : www.revolution-energetique.com.

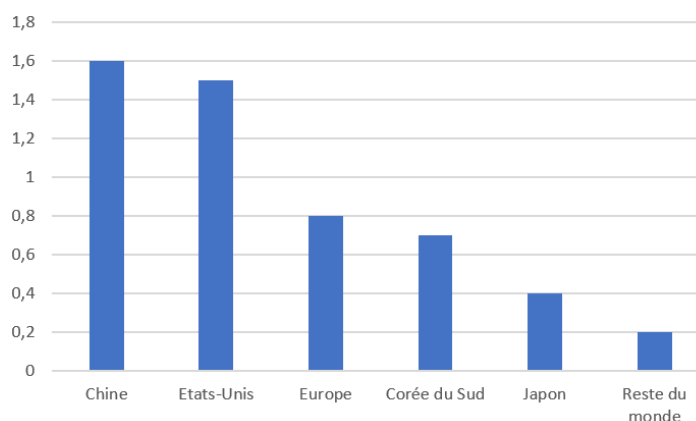
Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) permettent de stocker une gigantesque énergie potentielle qui sera injectée sur le réseau lors de la chute de l'eau (fonctionnement des turbines en mode production) ou stockée lorsqu'elle est remontée dans le barrage. Cette énergie est responsable de 99 % du stockage mondial d'énergie. Selon l'AIE, à l'horizon 2026, 200 GW des 270 GW nécessaires seront stockés sous cette forme. En France, il en existe quatre, d'une capacité de 4,9 GW et d'une puissance de 184 GWh. L'avantage de ces barrages est de jouir d'installations anciennes, robustes, déjà amorties financièrement, mais leur sollicitation est limitée par la nécessité de participer à la préservation des ressources en eau pendant les étiages. Le renouvellement des concessions hydrauliques (ouverture à la concurrence pour des actifs largement dominés par les opérateurs historiques en France) est aussi susceptible de réduire l'investissement avant les échéances de renouvellement, ce qui génère de l'incertitude.

Les États-Unis, laboratoires des besoins et solutions de stockage de demain

En 2020, l'ajout de capacités de stockage en Europe a été deux fois inférieur à celui observé en Chine ou aux États-Unis. C'est la première année où les États-Unis dépassent l'Europe, avec une capacité ajoutée multipliée par trois par rapport à l'année précédente. La dynamique est fermement enclenchée outre-Atlantique alors que l'ajout de stockage d'énergie a diminué chaque année de 2018 à 2020 côté européen. Cela s'explique d'abord par une différence de besoins, dans la mesure où le réseau électrique est fortement maillé, que la production a longtemps été surcapacitaire et que le rythme de déploiement des ENR est resté modéré jusqu'à présent. En outre, les perspectives de développement du stockage dépendent aussi du cadre réglementaire, qui doit permettre aux stockeurs de valoriser les services rendus au système électrique, en apportant clarté (vision stratégique, éviter les doubles taxes charge décharge, interopérabilité ...) et viabilité sur le long terme.

La dynamique est fermement enclenchée outre-Atlantique

Capacités de stockage d'électricité ajoutées en 2020 (GW)



Source : Energy Storage, AIE, 2021, disponible sur : www.iea.org.

Les États-Unis affichent l'ambition de se séparer du charbon et du gaz non couplé à de la capture et séquestration de CO₂ d'ici à 2035. Pour ce faire, le déploiement des batteries à grande capacité est le moyen de stockage connaissant la plus forte progression⁸. Deux chefs de file s'y distinguent : l'opérateur du réseau de transport d'électricité de l'est des États-Unis, PJM interconnexion, fait état d'une puissance moyenne par installation de 10,8 MW pour 6,8 MWh pour répondre aux besoins de fréquence. L'opérateur californien CAISO dispose de batteries avec plus d'énergie, avec une puissance moyenne par installation de 4,7 MW pour 14,4 MWh. En 2021, la puissance de batteries installées sur les réseaux américains s'élevait à 6 GW, la Californie étant en tête avec plus de 2,5 GW, et elle devrait doubler en deux ans, sur une base de 2,6-3 GW installés en 2021 dans l'ensemble du pays⁹. L'État de New York vise, à lui seul, 6 GW en 2030 !

L'État de New York
vise, à lui seul,
6 GW en 2030

Tous les moyens sont en place pour faire décoller une filière mature du stockage : incitations au couplage panneaux solaires et moyens de stockage, déblocage de fonds alloués à la résilience et à l'autoconsommation (*Self Generation Incentive Program* de la Californie doté d'1 milliard de dollars, avec 200 dollars par kilowattheure d'aide), 300 millions de dollars mobilisés par l'Arpa-e (l'Agence de développement technologique américaine), 1,08 milliard de dollars de financement fédéral (compris dans les 900 milliards de dollars du plan de soutien aux infrastructures) pour la recherche et commercialisation, 50 millions de dollars par an octroyés par le Department of Energy jusqu'en 2029 pour encourager la recherche, ou encore 180 millions de dollars pour l'intégration des moyens de stockage pris en charge par le budget fédéral 2022-2023. Cette logique partenariale entre public et privé permet de :

- Placer sur orbite les entreprises américaines en créant un marché favorable au développement aux États-Unis et à l'exportation : en août 2022, Ameresco achèvera trois complexes de batteries pour 537 MW (en Californie), Tesla a installé la Victorian big battery en Australie (300 MW, 450 MWh, avec l'énergéticien français Neoen), la firme nucléaire Westinghouse spécialisée dans le stockage d'énergie thermique par pompage a signé un mémorandum d'entente avec une entreprise publique bulgare pour 2 GWh.

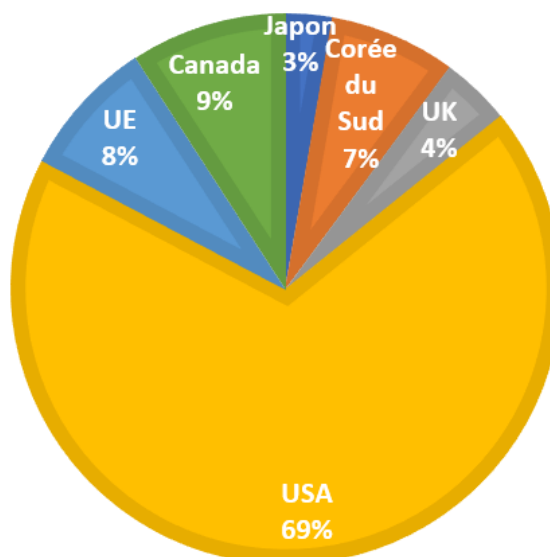
8. *Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends*, U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, août 2021.

9. C. Murray, « US Installed 1.6 GW/4.7 GWh of Energy Storage in Q4 2021 But Supply Chain Challenges Are Ongoing, Says WoodMac », *News, Energy Storage*, 24 mars 2022, disponible sur : www.energy-storage.news.

- Stimuler l'attrait des fonds d'investissement pour le développement de la technologie et l'installation de projets : engagement de Goldman Sachs Asset Management pour 250 millions de dollars dans Hydrostor (air comprimé), arrivée de Gore street (Royaume Uni) sur des projets au Texas. À noter qu'Hydrostor va installer le plus grand complexe de stockage par air comprimé en Californie : 500 MW, 6 GWh (équivalent d'environ 1 heure de consommation électrique dans une région française).
- Développer l'autoconsommation : 740 MW de batteries chez les ménages en 2021 en Californie, chiffre en forte augmentation¹⁰ (750 MW, 180 000 foyers, en Allemagne avec une aide allant de 160€/kWh en Bavière à 300€/kWh à Berlin¹¹).
- Dans l'ensemble, les acteurs américains sont déjà des leaders mondiaux : les acteurs américains contribuent à hauteur de 69 % de la puissance installée dans les pays de l'OCDE.

740 MW de batteries
chez les ménages en
2021 en Californie,
chiffre en forte
augmentation

Part de marché dans les pays de l'OCDE des fournisseurs de technologies de stockage d'électricité selon leur nationalité (d'après la puissance totale installée des différents complexes)



Source : Données issues des sites des plus grandes entreprises commercialisant des batteries.

10. E. McCarthy, « Big Batteries Are Booming in California, But the Outlook for Small-scale Storage Just Got More Uncertain », Canary Media, 23 décembre 2021, disponible sur : www.canarymedia.com.

11. J. Figgner, P. Stenzel, K.-P. Kairies *et al.*, « The Development of Stationary Battery Storage Systems in Germany – Status 2020 », *Journal of Energy Storage*, vol. 33, n° 101982, 2021, disponible sur : <https://doi.org>.

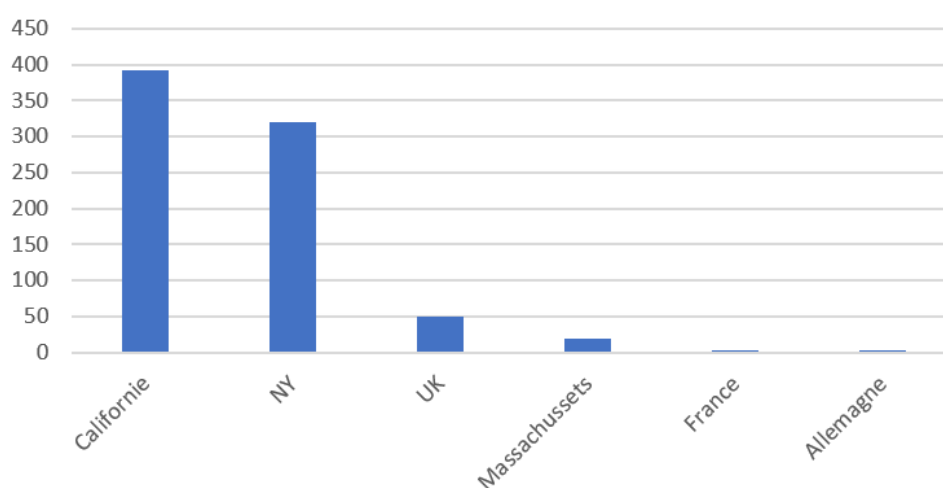
En Europe, certains acteurs, notamment français, se préparent

En Europe, de timides développements ont eu lieu jusqu'à présent avec, pour cause, une expansion insuffisante des ENR des moyens thermiques en surcapacité. Cela devrait changer très rapidement.

Le plus grand projet de batterie en Europe, *Minety Battery*, est en Angleterre. Il est piloté par une filiale de Shell, dont la technologie est britannique mais le financement chinois, et il n'atteint que 150 MW/100 MWh. Or, les besoins sont de l'ordre de dizaines de GW à l'horizon 2030 ! Du côté français, c'est Omexom qui mène le déploiement des batteries stationnaires avec un record de déploiement à Dunkerque : 61 MW/61 MWh. Il est intéressant de noter que Vatenfall utilise, pour certains de ses projets, des batteries de la BMW i3. D'une capacité unitaire de 33 kWh, il arrive qu'elles soient réutilisées pour le stockage stationnaire, seulement usées à hauteur de 20 % de leurs capacités, après avoir servi pour les véhicules électriques. Une partie du stockage d'électricité viendra du *vehicule-to-grid*, c'est-à-dire connecté au réseau, et pourrait permettre d'éviter l'installation de 25 GW de grands complexes à 2030 en Europe.

L'énergéticien français EDF ambitionne de devenir le leader européen du stockage d'électricité d'ici à 2035 (installation de 10 GW de nouveaux moyens de stockage, en plus des 5 GW exploités, qui représente un investissement de 8 milliards d'euros¹²). Les opportunités de déploiement commercial étant limitées en France, cet acteur mise pour l'instant sur les projets à l'international.

Puissance totale de batteries déployées par EDF



Source : Carte des réalisations d'EDF renouvelables¹³.

12. « Le groupe EDF annonce le Plan Stockage Electrique avec pour objectif de devenir le leader européen du secteur d'ici à 2035 », Communiqué de presse, EDF, 27 mars 2018, disponible sur : www.edf.fr.

13. « Carte des réalisations », EDF Renouvelables, disponible sur : www.edf-renouvelables.com.

De plus, en octobre 2019, EDF a racheté Pivot Power pour accélérer son développement dans le stockage par batteries (et infrastructure de recharge pour véhicules électriques) afin de pénétrer le marché britannique. En effet, cette *start-up* possède un portefeuille de 2 GW sur plus de 40 sites. Cela a permis à EDF Renouvelables de se voir attribuer des financements du centre de recherche public du Royaume-Uni. Souhaitant maîtriser tous les aspects du stockage jusqu'à la recharge de véhicules électriques et conquérir le marché californien, EDF rachète en 2019 PowerFlex Systems. EDF accompagne aussi PowerUp (*start-up* française) dans sa levée de 5 millions d'euros et a investi dans ECOSUN Innovations (conteneur microgrid de production et stockage) avec notamment pour but de conquérir le marché africain en développant un portefeuille de 1,2 million de clients « off-grid ».

TotalEnergies est aussi moteur dans le secteur des batteries et a mis en service fin 2021 le plus grand site de stockage par batteries en France à Dunkerque, avec l'installation de 61 MW/61 MWh, grâce à des conteneurs de 2,5 MWh assemblés par sa filiale Saft. De même, TotalEnergies vise le continent africain en livrant 10 MW de batteries avec cette même filiale à la Côte d'Ivoire afin de les accompagner dans la mise en fonctionnement de la première centrale solaire d'envergure.

L'Allemand Siemens entend se placer en leader mondial des batteries et développe plusieurs moyens de stockage d'énergie. Différentes solutions sont développées : du stockage dans des roches volcaniques *via* Siemes Gamesa, à la création de Fluence, entreprise commune avec AES Corporation pour conquérir le marché des batteries (5 GW installés dans le monde) et enfin, le contrôle et optimisation des batteries (8 GW dans le monde).

L'anglo-néerlandais Shell n'échappe pas à ces rachats primordiaux. Savion (déjà 18 GW de solaire/stockage dans le monde), Sonen (allemande, batteries) et bien d'autres constituent les cibles de cette compagnie énergétique qui se dote de budgets de rachats considérables.

Concernant le dihydrogène, ce vecteur de stockage d'énergie est intéressant lorsque le temps est long (à l'instar de l'air comprimé). D'après le rapport Rostock-H¹⁴, la France est géologiquement bien dotée avec près de 23 sites pour 100 réservoirs (cavités salines, aquifères, cavités minées). Un projet pilote européen (HyPSTER) subventionné à hauteur de 18 millions d'euros est en cours à Etrez (Ain) tandis que dans le même temps Storengy (filiale d'Engie) prévoit son premier projet à Manosque (Provence) pour 2028. Une des solutions d'utilisation du dihydrogène et de l'ammoniac envisagée par Engie ou

**Le dihydrogène :
un vecteur de stockage
d'énergie intéressant
lorsque le temps est
long**

14. « État des connaissances sur le stockage de l'hydrogène en cavité saline et apport du projet ROSTOCK-H », Livrable L6.3 du projet ROSTOCK-H, Institut national de l'environnement industriel et des risques, 159826 - v1.0, 8 octobre 2021, disponible sur : www.ineris.fr.

Uniper (et aussi des énergéticiens japonais) réside dans la reconversion de centrales thermiques au gaz.

En Suède, SSAB, LKAB et Vatenfall construisent à Luleå un réservoir souterrain d'hydrogène. Débutée depuis 2016, la construction a été pour moitié achevée et les trois partenaires ont investi 200 millions de couronnes suédoises (19 millions d'euros) et l'agence suédoise de l'énergie 52 millions de couronnes (5 millions d'euros).

Le plus grand stockage de dihydrogène au monde est localisé au Texas. Spindletop contient 906 000 m³, 274 GWh. Ce dôme de sel a pris quatre ans pour être lessivé, un an pour être rempli et est désormais exploité par Air Liquide.

En Europe, les projets ambitieux annoncés pour 2030 comme le Green Hydrogen Hub Denmark, en mer du Nord, prévoient 400 GWh.

Perspectives

La CE a pris conscience de l'intérêt stratégique en lançant, en 2019, un plan de subventions pour stimuler une recherche et innovation paneuropéennes sur tous les segments de la chaîne de valeur de la batterie. 3,2 milliards d'euros d'aides publiques sont censés débloquer 5 milliards d'investissements privés. De même, additionnellement au premier plan, la CE a débloqué 2,9 milliards d'euros en 2021 qui devraient être accompagnés de 9 milliards d'investissements privés. Pour autant, ces efforts se concentrent sur les batteries destinées à la filière du véhicule électrique.

Pour la France et l'UE, le retard accumulé en matière de stockage pose deux défis : d'abord, ces technologies vont sans doute devoir être déployées à l'échelle beaucoup plus rapidement que ce que l'on pouvait envisager, en cohérence le plan REPowerEU qui entend concilier sortie du gaz russe et maintien de l'ambition climatique de l'UE pour 2030. Enfin, l'UE doit prendre la mesure de l'accélération des investissements à l'échelle mondiale et du risque de dépendance technologique pour cette brique essentielle du système électrique de demain.

Si les dés sont quasiment jetés dans la course technologique et industrielle aux moyens de stockage courts, l'intégration des ENR et la reconfiguration du système électrique européen demandera un temps de stockage de plus en plus long. Il est nécessaire d'anticiper ces besoins et de planifier par exemple la reconversion pour les cavités de stockage de gaz et le creusement d'autres cavités pouvant faire office de réserves de dihydrogène : coupler une réglementation favorable à l'émergence de stockage souterrain ainsi qu'un développement des filières de production de dihydrogène (gigaélectrolyseurs), et plus généralement, penser le déploiement des ENR en cohérence avec les capacités de stockages.

Ugo Petruzzi est un jeune ingénieur ayant occupé des fonctions dans l'hydroélectricité et l'innovation technologique. Il est passionné des technologies énergétiques ainsi que des politiques publiques et de la géopolitique liées aux ambitions de neutralité carbone. Il est titulaire d'un master des Mines de Nancy avec une expertise dans les matériaux, et il est aussi l'auteur d'un mémoire sur la transition écologique rédigé avec Sciences Po Paris.

Comment citer cette publication :

Ugo Petruzzi, « Avancées du stockage de l'énergie aux États-Unis : décryptage des enjeux pour l'Europe », *Briefings de l'Ifri*, Ifri, 13 juin 2022.

ISBN : 979-10-373-0550-3

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

© Tous droits réservés, Ifri, 2022

Couverture : © EDF, Saft/TotalEnergies, Shutterstock.com



27 rue de la Procession
75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org

