

LE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ EST-IL UNE SOLUTION POUR PALLIER L'INTERMITTENCE DE L'ÉOLIEN ET DU SOLAIRE, ET CONTRIBUE-T-IL À L'ÉQUILIBRE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ?

Eolien / Intermittence / Electricité

Les pouvoirs publics, au travers de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) 2020-2028, souhaitent une diversification du mix énergétique français par le développement des sources d'énergie électrique renouvelables (éolien, solaire). Ces dernières intermittentes et non pilotables mettent à mal les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de maintien de la qualité dans la fourniture du courant électrique, nécessaires à l'acquisition d'une neutralité carbone d'ici 2050. Ce constat est réalisé par RTE dans son dernier Bilan sécurité du système de 2020 dans lequel il constate une hausse inquiétante d'évènements sûreté systèmes (ESS).

L'électricité étant un flux, son stockage permettrait d'assurer, dans une optique à court et moyen terme, l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché. Ce stockage aurait lieu en période de forte production (offre supérieure à la demande) afin d'ajuster à la hausse la production d'électricité en période creuse d'offre inférieure à la demande grâce à l'électricité préalablement stockée.

Le stockage consiste à conserver une quantité d'énergie électrique sous forme directe ou indirecte (électricité transformée en un autre vecteur) afin de l'utiliser ultérieurement. Le stockage d'électricité à lieu en période de forte production, c'est-à-dire lorsque la puissance disponible est supérieure à la demande sur le marché d'électricité, dans l'optique de pouvoir réinjecter l'électricité préalablement stockée en période dite « creuse ».

Le stockage pourrait contribuer d'une part à une régulation des prix sur le marché de l'électricité pour autant que soient mis en place des dispositifs appropriés, et d'autre part constituer un remède partiel à l'intermittence des énergies renouvelables qui dépendent de facteurs exogènes (la localisation des vents ou de la durée d'ensoleillement) et qui contribuent à l'instabilité des marchés de l'électricité. Le stockage est donc dans le principe un moyen de réponse à ces besoins.

Toutefois, le stockage de l'électricité pose de sérieuses questions sur le plan technique et de son efficacité, ainsi qu'au regard de critères économiques et environnementaux : les préciser est l'objectif de la présente fiche.

Nous nous focaliserons ici sur l'étude des techniques de stockage d'énergie électrique. La fiche traite trois techniques de stockage direct, ainsi que le stockage indirect par utilisation de l'hydrogène.

1) Le stockage direct

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Elles sont composées de deux bassins situés à des altitudes différentes. Lorsque la demande augmente, les STEP restituent de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur aux heures de pointe où le prix de l'électricité est le plus élevé. Lorsque la demande électrique est faible et le prix de l'électricité est moins élevé, les STEP pompent l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur.

L'alimentation des STEP se fait directement par le réseau d'électricité et ne dépend pas directement des disponibilités en solaire et/ou en éolien.

C'est une source de stockage efficace et mature, à la fois sur le plan technique qu'économique malgré une durée de fonctionnement limitée (gestion de quelques heures de pointe de consommation) et une faible quantité d'énergie par rapport aux réels besoins des pointes de consommations. Ainsi, les STEP françaises ne peuvent stocker et déstocker chaque jour que 100 GWh, quantité relativement faible par rapport au 1800 GWh requis pour une journée de grand froid.

L'investissement doit être poursuivi et optimisé. Toutefois, le potentiel restant équitable est relativement faible au regard des besoins (3 GW selon RTE) et elles sont insuffisantes pour répondre à elles seules aux besoins de stockage résultant des excédents croissants de production éolienne et photovoltaïque. Des voies complémentaires doivent donc être recherchées.

Les STEP, qui représentent 98% de nos capacités de stockage direct, ont cependant une contribution limitée et ne peuvent à elles seules pallier l'intermittence de l'éolien et du solaire.

Les batteries stationnaires

Cette technique repose sur un réseau de batteries qui stocke de l'électricité résultant des excédents de production éolienne et photovoltaïque et la restitue quand il manque du vent ou du soleil pour passer la pointe du soir. Elles ont un rendement élevé de l'ordre de 80%. Les principales catégories sont les batteries électrochimiques et les batteries à flux circulants ou à circulation « redox flow ».

Leur durée maximale de restitution est d'environ 2 heures. Elles peuvent donc être utiles pour répondre aux besoins d'ajustement et de régulation locale en temps réel, mais elles ont un triple inconvénient : leur construction nécessite une quantité importante de métaux lourds (12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium), leur implantation nécessite un espace considérable (5-6 hectares pour 24 MWh stockées), et leur coût est très élevé, entre 50 à 80 Mds € pour 1 seul TWh stocké.

Par ailleurs, la submersion des sols contenant du carbone par les retenues d'eau provoque leur fragmentation à l'origine d'un rejet de méthane, ce qui peut rendre le bilan carbone de l'investissement négatif durant de longues années.

Cette technique a donc un impact environnemental lourd et n'est pas économiquement viable. Elle peut être occasionnellement utile à la régulation locale du réseau.

Le stockage d'électricité dans les batteries des véhicules électriques

Principe : les véhicules électriques stockent de l'énergie électrique dans leurs batteries et distribuent leur énergie excédentaire non consommée dans le réseau. C'est une voie de stockage en cours de développement qui fait face à de nombreuses contraintes techniques.

Cette technique nécessite un parc de voitures électriques suffisamment conséquent afin que les coûts soient économiquement viables, alors que dans le court terme la vente de véhicules électriques en France représente seulement 2% des ventes totales.

Le stockage dans les batteries de véhicules a un potentiel de flexibilité journalière mais présente de gros risques (disponibilité de l'énergie, usure prématurée des batteries) et nécessite une standardisation des batteries qui n'existe pas actuellement. Cette technologie est coûteuse pour l'environnement car la fabrication des batteries peut engendrer de fortes émissions de CO2 si le mix énergétique du pays de fabrication n'est pas décarbonée : la Chine au mix énergétique fortement charbonnier fabrique près de 40% des cellules de batteries de véhicules électriques.

C'est donc une solution créatrice de contraintes et au potentiel limité.

2) Le stockage indirect par voie hydrogène

De l'hydrogène dit « vert » peut être fabriqué par électrolyse de l'eau en utilisant l'énergie excédentaire provenant de l'intermittence des ENRI (*power to gas*).

L'hydrogène est ensuite utilisé pour produire de l'énergie électrique par combinaison avec l'oxygène et reconstitution de la molécule d'eau dans des piles à combustible (*gas to power*).

En théorie, cette technique permet de stocker l'énergie nécessaire pour faire face à des carences de plusieurs jours,

apportant ainsi une solution de stockage dans des mix électriques avec une part importante d'ENRI. En pratique, elle présente des rendements énergétiques faibles, 25-35% selon RTE : il faut consommer 3 kWh pour stocker 1 kWh d'électricité.

De plus, le « *power to gas to power* » ne peut être pleinement développé que si son prix est acceptable et les moyens de production surdimensionnés pour compenser les faibles rendements. France Stratégie évalue le coût d'un MWh d'hydrogène à 159€ avec des électrolyseurs de 1000 € par kW ou 329€/MWh pour des électrolyseurs de 2000€.

Le plan hydrogène annoncé par le gouvernement prévoit d'injecter 7 milliards d'euros sur les dix ans à venir, avec comme objectifs pour 2030, de réduire les émissions de Co2 de 6 Mt par an, et de mettre en service 6,5 GW d'électrolyseurs.

Compte tenu du prix payé aux producteurs d'ENRI et des facteurs de charge respectifs des électrolyseurs et des ENRI, l'affectation de ces derniers à la fabrication d'hydrogène par électrolyse ne pourrait être rendue possible que moyennant des subventions massives.

Il faut donc, à l'horizon de 2030, oublier l'idée que l'électrolyse serait un moyen de stocker l'électricité excédentaire intermittente des éoliennes et des panneaux solaires.

Il ressort de l'examen de toutes ces solutions présentent de fortes limites techniques et économiques pour ce qui est du stockage de moyen et long terme. Les techniques décrites sont encore en phase de R&D, hormis les STEP, de capacité limitée. Leur utilisation pourrait trouver de la pertinence dans la réduction des défaillances de court terme et pour la gestion de la demande en temps réel.

Seul l'hydrogène permettrait de stocker l'énergie suffisante, mais pas dans les conditions économiques actuelles, compte tenu de ses rendements techniques faibles et de son coût très élevé de production.

En l'absence de techniques de stockage en quantité importante et à un coût soutenable, le développement des ENRI continuera d'affecter la maîtrise et le pilotage de la production. C'est pourquoi satisfaire cet objectif passera par des centrales thermiques pilotables : des centrales à base fossile dès lors que brûler de l'hydrogène dans ces centrales présente des surcoûts non acceptables.

DÉVELOPPEMENT

Le stockage consiste à conserver une quantité d'énergie électrique sous forme directe ou indirecte (électricité transformée en un autre vecteur) afin de l'utiliser ultérieurement. Le stockage d'électricité a lieu en période de forte production, c'est-à-dire lorsque la puissance disponible est supérieure à la demande sur le marché d'électricité, dans l'optique de pouvoir réinjecter l'électricité préalablement stockée en période dite « creuse ».

Les différentes techniques de stockage se caractérisent par, d'une part, la puissance d'absorption (exprimée en kW) et d'autre part l'énergie qu'elle est en mesure de stocker (exprimée en kWh) et de restituer.

1) Le stockage direct d'électricité

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

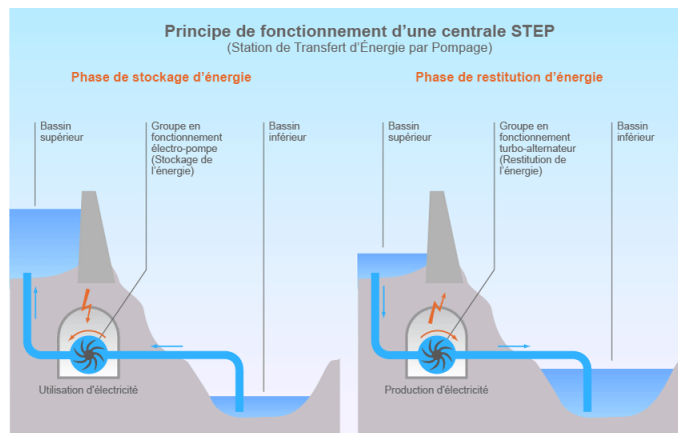
Utilisations :

Une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) constitue un stockage stationnaire (adaptation en temps réel entre l'offre et la demande) d'électricité.

Elle repose sur une double retenue d'eau. Plus concrètement, elle est composée de deux bassins situés à des altitudes différentes. Cette nécessité technique justifie la présence des STEP dans des zones montagneuses.

Lorsque la demande augmente, la STEP restitue de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur aux heures de pointe où le prix de l'électricité est le plus élevé. Lorsque la demande électrique est faible et si le prix de l'électricité est moins élevé, la STEP pompe l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. Le stockage d'énergie potentielle est alors reconstitué indéfiniment. La puissance de la STEP dépend de la hauteur de la retenue d'eau et du débit.

Le potentiel restant équitable est faible au regard des besoins.



Source : <https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/energie-renouvelable-step-7829/>

Avantages et limites :

Une **source permettant de gérer plusieurs heures de pointe de consommation** (jusqu'à 40 heures à Montezic sur la Truyère), mais non pas une pénurie de 10 à 15 jours d'affilée :

- + **une source territoriale** : ne nécessite pas la création de grands réseaux de transport ;
- + **une source durable** : jusqu'à 80 ans pour autant que soit assurée une maintenance de qualité ;
- + **une source durable** : contribue à limiter les coûts de production lors des pics de consommation qu'elle contribue à lisser. Le reste du temps une STEP, en consommant une partie de l'électricité fatale des EnR intermittentes, permet en période de demande d'électricité faible d'absorber l'électricité excédentaire sur le réseau provenant de ces EnR qui sans son intervention serait une électricité perdue (sauf exportation à un prix acceptable).
- + Toutefois, la potentialité de stockage est de 0,1 TWh (STEP) alors que la consommation d'électricité journalière en hiver est de 1,5 TWh¹.

Potentiel :

Les STEP représentent près de 98 % du stockage de l'électricité produite. La PPE prévoit une hausse de la puissance totale des STEP de 1,5 GW d'ici 2035 et RTE de son côté dans ses "futurs énergétique 2050" prévoit d'ajouter 3 GW aux 5 GW déjà existants.

Un projet de deux nouvelles STEP est envisagé sur la Truyère, dans l'Aveyron : coût d'environ un milliard d'euros, puissance installée estimée de 500 à 700 MW (source RTE). Ce projet est bloqué en raison d'incertitudes pesant sur l'avenir des

¹ <https://www.ifrap.org/agriculture-et-energie/risque-de-penurie-deelectricite-en-europe-et-en-france>

concessions hydroélectriques. Le même blocage est constaté en Corrèze pour le projet de Redenat (1100 MW installés)².

Il s'agit d'une technologie de stockage mature :

+ sur le plan technique : rendement voisin de 70%³ autrement dit il faut dépenser 1,3 Kwh pour remonter une eau qui produira 1 Kwh ;

+ sur le plan économique : coût compris entre 0,65 M€ et 2M€/ MW installé (source RTE) pour 80 ans au lieu de 1,4 à 1,6 M€/ MW installé pour l'éolien terrestre (source Ademe).

Contrairement à une idée répandue, on ne peut pas utiliser les éoliennes pour remonter l'eau dans le bassin supérieur : l'électricité qui sert à remonter cette eau provient de multiples sources et non de l'éolien. A fortiori lorsqu'il n'y a pas de vent.

Les STEP sont une source de stockage efficiente y compris sur le plan économique, mais leur durée de fonctionnement est limitée et elles délivrent une quantité d'électricité limitée par rapport aux réels besoins des pointes de consommation.

Les STEP ne sont donc pas la solution magique qui permettrait de compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire. Elles ne permettent pas non plus de stocker les excédents parfois élevés de production éolienne ou solaire, qui doivent trouver un autre débouché tel que l'exportation.

Cependant elles sont utiles et c'est pourquoi il y a lieu de poursuivre cet investissement en France.

Les batteries stationnaires

Utilisations :

Cette technique repose sur un réseau de batteries stockant de l'électricité quand il y a trop de vent ou de soleil (ou puissance disponible à un coût marginal faible) puis la restituer quand il manque du vent ou du soleil pour passer la pointe du soir.

Cette technique à une durée maximale d'environ 2 heures et nécessite une quantité importante de métaux lourds (lithium) pour un développement à grande échelle de capacité de stockage. Le coût de production des batteries est très élevé pour une technologie servant d'appoint (système de secours) de d'équilibre entre l'offre et la demande.

Il existe une grande variété de batteries à maturité diverse. Les principales catégories de batteries sont :

+ batteries électrochimiques utilisées pour des systèmes de secours, restituant un courant continu, converti ensuite en courant alternatif. C'est le cas notamment des batteries lithium-ion (36% des batteries stationnaires) ;

+ batteries à flux circulants ou à circulation « redox flow » fonctionnent à température constante avec deux électrolytes (minéraux contenant une charge électrique) liquides contenant des ions métalliques, séparés par une membrane échangeuse de protons, circulant à travers des électrodes.)⁴.

Avantages :

+ sur le plan technique :

Leur rendement de stockage-déstockage est élevé (> 80%) : elles sont aptes à pallier un manque de vent de quelques heures mais non pas des manques durables (plusieurs jours-semaines)⁵. Le développement de l'éolien en France renforce les risques de déficit de vent simultané (France-Allemagne).

Limites :

+ sur le plan environnemental :

Les batteries stationnaires artificialisent un espace considérable : ainsi le projet RINGO de RTE à Vingeanne (Côte d'Or), alignant des containers de 3 m de haut, 12 m de long pour 2,50 m de large et 30 tonnes de batteries lithium-ion, sur 5 à 6 ha pour 24 MWh stockées.

² <https://www.revolution-energetique.com/pourquoi-edf-entretient-ce-tunnel-inacheve-depuis-40-ans/>

³ <https://ufe-electricite.fr/IMG/pdf/18.pdf>.

⁴ Sources : https://www.iesf.fr/752_p_43170/comite-energie.html et https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electrique.pdf

⁵ Ssource : G. Sapy, Revue de l'énergie, n°654 janv-fév. 2021

Or, pour une utilisation massive en stockage intra-annuel ou saisonnier, il faudrait disposer de 3 TWh, disposés en réseau, de l'ordre de 6200 à 7500 km² (superficie du Cantal).

En outre, **le développement de batteries nécessite une quantité importante de métaux lourds**. L'Académie des Sciences dans son cahier d'acteur pour la CNDP sur la PPE note que « pour stocker deux jours de consommation [d'électricité, soient moins de 2 TWh], avec une technologie performante lithium-ion, il ne faudrait pas moins de **12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium**, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites dans le monde chaque année ».

La fabrication des batteries et notamment des batteries Li-ion nécessite **une quantité importante d'énergie de l'ordre de plusieurs centaines de kWh pour chaque kWh stockable**. Conséquence, des émissions de CO₂ plus ou moins importantes suivant le mix énergétique du pays d'origine (la majorité des matériaux dont le lithium proviennent en grande partie de la Chine). Selon le Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies de 2019, le contenu en carbone « gris » d'une batterie est estimé entre 150 et 200 Kg de CO₂/KWh (celui du nucléaire est estimé à 6 g de CO₂/KWh).

Enfin, le lithium est un métal hautement inflammable.

+ sur le plan économique :

Un coût très élevé, entre 50 à 80 Mds € pour 1 seul TWh stocké, s'il devait être développé un usage de stockage intra-annuel ou saisonnier aux fins de répondre au besoin de lissage⁶.

C'est pourquoi il faudrait réserver les batteries stationnaires à un usage plus adapté à ces niveaux de coûts : réglage de fréquence, réserve de puissance, nécessitant tout au plus de fournir une puissance élevée sur une durée très courte. Ce que confirme RTE dans ses travaux « Futurs énergétiques 2050 », en admettant que l'usage des batteries stationnaires entre en concurrence avec les flexibilités de consommation, du fait de leur prix élevé.

En outre, les batteries devraient être renouvelées tous les 15 ou, au mieux, 20 ans.

Potentiel :

Le stockage par batterie représente moins de 2% des capacités de stockage en France. Elles font l'objet de R&D (progrès technologiques, baisse des coûts) afin de stocker de l'électricité de façon plus compétitive sur plusieurs heures. Jusqu'à présent les hypothèses de recherche les plus

convaincantes montrent un coût d'une batterie à 250€/MWh (10 fois le prix de l'électricité).

Toutefois, à considérer l'impact environnemental et économique, mesuré à l'aune d'une durée effective d'action de 2 heures, celui-ci ne se présente pas comme efficient. **Il n'a donc pas un potentiel significatif**. Un usage effectif serait de les réserver à la régulation du réseau : ajustement primaire (activé de manière décentralisée au niveau de chaque groupe de production, réponse 15-30 secondes) et secondaire (activé directement par RTE, réponse 6-7 min).

Autrement dit, cela revient à se limiter à du soutien de tension et à du suivi de charge (« réserve primaire ») destinées à une réactivité en temps réel associée à un temps décharge très faible et de faible capacité. Il ne s'agit pas d'une source de stockage permettant de satisfaire à la croissance attendue de la consommation électrique d'ici 2050.

Par exemple, les batteries Li-ion présentent des constantes de temps à l'échelle de l'heure ce qui les rend utiles comme mécanismes d'ajustement et les batteries sodium-soufre ont une constante de temps d'environ 7 heures permettant un lissage plus long que les précédentes.

Les batteries sont une piste de qualité pour répondre à des besoins limités d'ajustement et de régulation locale en temps réel, dans certaines configurations techniques liées à la pression des EnR intermittentes.

Mais elles ont un impact environnemental lourd (artificialisation des sols, pollution de l'eau) pour un prix élevé.

Elles présentent en outre des coûts de production élevés et une durée de stockage relativement faible, en ne sont donc pas économiquement viables. Elles sont tout au plus utiles pour un ajustement de court terme au plan local, sans permettre de faire face aux pointes de consommation.

⁶https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electr/stockage_electr.pdf

Utiliser l'électricité stockée dans les batteries des véhicules

Utilisation :

Principe : des voitures électriques stockent dans leurs batteries de l'électricité excédentaire en heures creuses puis la consomment ou la restituent-revendent en heures pleines.

Ainsi a-t-il été évoqué dans un rapport du CGE stockage stationnaire d'électricité de 2019, un concept nommé « *vehicle to grid* » (V2G) : mutualisation de batteries de véhicules électriques à l'arrêt pour une mise à disposition sous forme de stockage. Concrètement, les propriétaires de véhicules électriques pourraient ainsi vendre l'énergie aux distributeurs sur le réseau pour secourir celui-ci lors des pointes de consommation les plus critiques.

Ce projet nécessite un parc de voitures électriques conséquent afin que les volumes d'énergie disponibles et les coûts soient économiquement viables, donc à la condition que le coût des batteries électriques diminue de façon significative en raison des volumes croissants de celles-ci.

Selon le rapport du CGE, repris par RTE dans ses Futurs énergétiques 2050, si le parc automobile français comprenait 30% de véhicules électriques, la demande en électricité augmenterait de 25 à 30 TWh par an ce qui pourrait autoriser une mise à disposition sur le réseau d'un stock de 4 à 9 h de consommation d'électricité.

Avantages :

Cette opération peut être réalisée tous les jours : solution de flexibilité journalière.

De fortes limites cependant :

+ Solution risquée lors des périodes de migration annuelle de la population (vacances scolaires d'hiver et d'été), qui à ces moments précis omettra de procéder à ces opérations techniques.

+ Le risque d'usure prématurée des batteries. En outre, on peine à croire que consommer l'électricité de sa batterie de véhicule suffise à pourvoir aux besoins de chaque ménage, a fortiori les soirs d'hiver : les gens rentrent chez eux avec une batterie déchargée, la vident avec la pointe du soir, ce qui nécessite de la recharger pendant 12 heures pour satisfaire la pointe de 7h du matin et doivent ensuite l'utiliser pour leur véhicule...

+ Cette solution nécessiterait une standardisation des batteries et la mise en place de stations-service de recharge

de batteries, pour un résultat dérisoire d'un point de vue environnemental.

Impact environnemental majeur :

La fabrication de batteries de voitures est coûteuse en énergie et peut avoir des conséquences en termes d'émissions de CO₂, si le mix énergétique du pays de fabrication n'est pas décarbonée.

La Chine concentre la quasi-totalité des raffineries de matières premières et près de 40% de la fabrication des cellules des batteries de véhicules électriques⁷. Ainsi, si le véhicule est fabriqué en Chine, dont le mix énergétique est majoritairement charbonnier, les émissions de CO₂ seraient celles d'un véhicule à moteur thermique ayant parcouru 50 000 Km.

Potentiel :

Dans le court terme, cette technique évolue à rythme « modéré ». En France, la vente de véhicules électriques représente 2% des ventes totales (chiffres 2019). Toutefois, compte tenu du nombre élevé de véhicules électriques à batteries attendus à l'horizon 2050 par RTE (entre 24 et 35 millions), on peut penser que cette solution présente un petit potentiel, à nuancer, par les limites évoquées ci-dessus. On aimerait cependant que RTE chiffre celui-ci d'une manière crédible.

On peut alors douter de la capacité durable d'une batterie de véhicule électrique à fournir au réseau, voir au seul logement de quoi s'éclairer ou faire fonctionner des appareils électroménagers.

Peut-on imaginer un consommateur se lever la nuit pour recharger sa batterie afin d'utiliser son véhicule le lendemain pour aller travailler ? Combien de consommateurs seront-ils sollicités ? Y aura-t-il des listes prioritaires ? Existera-t-il une incitation financière ? Autant de questions restent encore en suspens.

⁷ Source : énergystream

Utiliser l'électricité stockée dans les batteries de véhicules électriques est tout au plus une solution créatrice de contraintes.

Son potentiel est limité, de sorte qu'elle ne permet nullement de pallier l'intermittence de l'éolien. En outre, elle ne présente aucune garantie de mise en œuvre, dès lors qu'elle repose sur des facteurs de motivation non totalement prévisibles.

2) Le stockage indirect par voie hydrogène

Utilisation :

Pour faire face à des déficits de production des EnRi et développer des voies de stockage, RTE évoque dans son rapport sur la transition vers un hydrogène bas carbone (Janvier 2020) un recours à l'hydrogène fabriqué par électrolyse de l'eau (*power to gas*) ou du méthane obtenu par méthanation du CO₂ à partir de cet hydrogène. L'hydrogène est alors stocké, puis brûlé pour produire de l'électricité (*gas to power*).

Avantages :

Stockage d'électricité pour faire face à des carences de plusieurs jours et semble présenter un atout pour le stockage saisonnier, si mix énergétique avec une part élevée d'EnR, selon RTE dans ses scénarios « Futurs énergétiques 2050 ». Autrement dit, cette technique permettrait de valoriser le surplus d'électricité intermittente lors des périodes de faible demande.

Au-delà de l'horizon 2035, la place de l'hydrogène comme solution de stockage dans des mix électriques avec une forte part d'EnR dépend des choix d'évolution sur le système électrique, ce que RTE étudie dans le cadre de ses travaux sur les « Futurs énergétiques 2050 ». Toutefois, cette vision est quelque peu biaisée et doit être nuancée.

Limites :

+ sur le plan technique :

Cette technique entraîne des pertes énergétiques importantes en raison des conversions électricité-> gaz -> électricité. Elle présente des rendements énergétiques faibles (25-35% selon RTE), ce qui signifie qu'il faut consommer 3 kWh pour stocker 1 kWh d'électricité (5 kWh pour le méthane).

En réalité, le « *power to gas to power* » ne peut être pleinement développé que si son prix est acceptable, ce qui requiert un prix de l'électricité le plus faible possible et un surdimensionnement des moyens de production électrique pour compenser les très faibles rendements techniques.

Il est produit, en France, 1 Mt d'hydrogène par an pour les besoins de l'industrie pétrolière et chimique, par reformage du méthane, entraînant l'émission de 10 Mt de CO₂.

L'objectif prioritaire du Plan Hydrogène est de réduire les émissions de CO₂ de 6 Mt par an, ce qui implique de produire 0,6 Mt d'hydrogène par électrolyse nécessitant une consommation de 33 TWh d'électricité. Les 6,5 GW d'électrolyseurs nécessaires à cette fin devront avoir un facteur de charge de 58% ($33\,000/6,5 = 5\,080$ h/an) : le facteur de charge moyen de l'éolien terrestre étant de 25% et celui du solaire de 15%. Ce n'est pas avec ces moyens que l'objectif pourra être atteint, sauf à surdimensionner le parc de production intermittent.

C'est donc à partir du réseau d'électricité que les électrolyseurs devront être alimentés. Ces 6,5 GW auront un effet d'amortisseur sur le marché de l'électricité en fonctionnant au maximum quand les prix seront bas et en s'arrêtant lorsque les prix seront très élevés. Leur capacité d'absorption restera néanmoins marginale face aux presque 150 GW d'éolien et solaire déjà installés rien qu'en Allemagne et en France et sera très rapidement saturée par le moindre épisode venteux.

Il faut donc, à l'horizon de 2030, oublier l'idée que l'électrolyse serait un moyen de stocker l'électricité intermittente des éoliennes et des panneaux solaires.

+ sur le plan économique :

L'hydrogène fabriqué par reformage, le sera par hydrolyse avec un coût deux fois plus élevé. Le coût de l'électricité stockée est élevé, compte tenu de ces rendements limités, ce qui soulève une incertitude sur la viabilité de ces modèles économiques.

Potentiel :

Le potentiel de cette solution est incertain, comme on le mesure par la variante « Hydrogène + » des « Futurs énergétiques 2050 » de RTE.

Couplée à l'éolien, une puissance de secours ou de substitution est requise, sans espoir qu'elle puisse provenir du solaire, en hiver après le coucher du soleil. Le développement des usages de l'hydrogène pour le stockage de l'électricité va conduire inéluctablement à la fabriquer à partir de gaz.

Ce n'est pas un hasard si l'Allemagne, ayant investi massivement dans l'éolien et le solaire, a conservé un fort capacitaire de substitution d'origine fossile (gaz naturel russe). Pour ce qui est de la France, tout donne à penser que le gaz naturel abondant et peu coûteux gagnera face à l'hydrogène trop coûteux.

Au reste, cette solution entre en concurrence frontale avec la solution décrite par RTE dans sa contribution à la SNBC 2050 figurant sur le site du ministère :

exprimant : « (...) du fait de la faible maturité à court terme des solutions de stockage, la France serait en effet contrainte de construire jusqu'à une vingtaine de nouvelles centrales à gaz dans les sept prochaines années pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation, conduisant à une augmentation forte et durable de nos émissions de gaz à effet de serre⁸ ».

Le stockage puis brûlage d'un hydrogène produit par électrolyse de l'eau est une solution technique en apparence attractive. Mais elle trouve des limites économiques fortes, compte tenu d'une part de ses rendements techniques faibles, d'autre part de l'évolution des prix de l'électricité, sa matière première essentielle. Un prix d'autant plus élevé qu'augmentent les puissances installées en éolien et solaire.

Brûler de l'hydrogène produit à partir d'excédents de productions intermittentes n'est pas une solution économiquement viable. L'hydrogène vert doit être réservé à l'industrie et, éventuellement, aux besoins de mobilité.

⁸ <https://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/notice?id=Bulletinofficiel-0031300&reqId=c3dcc7e1-2cbd-4a98-9800-3c7e3753f2ce&pos=1> (note bas de p. 121)

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les solutions de stockage direct et indirect sont plutôt des palliatifs de court terme, qui peuvent contribuer à la régulation du système électrique. En aucun cas elles ne permettent de stocker de l'électricité sur le moyen et le long terme et encore moins pour stocker des excédents non prévisibles d'éolien ou de solaire.

Leur coût est élevé, et s'accompagne parfois d'externalités environnementales significatives (ex, les batteries stationnaires).

Déplacer d'une saison à une autre de l'électricité, directement ou indirectement, demeure une gageure : seul l'hydrogène pourrait répondre à cet objectif au plan technique. Mais ses rendements techniques faibles et son coût de production élevé n'en font pas une solution viable.

Dès lors, le développement à outrance des sources d'énergie renouvelables intermittentes continuera d'affecter la maîtrise et le pilotage de la demande, en raison de difficultés persistantes à stocker des quantités significatives d'électricité à prix soutenable et sur des durées significatives.

In fine, RTE rappelle que « les couplages entre électricité et autres vecteurs énergétiques seront en concurrence avec d'autres solutions (pilotage de la charge des véhicules électriques, écrêtement de production, mobilisation de groupes de production thermiques ou hydrauliques des pays voisins via les interconnexions, etc.) ».

Nombreuses sont les institutions et organisations qui confirment l'ensemble des propos ci-dessus :

- + France Stratégie dans sa note d'analyse 99 de janvier 2021
- + Académie des technologies - juillet 2020 « L'hydrogène, le nouvel eldorado vert ? »
- + Fondation Concorde - décembre 2020
- + CREDEN, Jacques Percebois - 20 juillet 2017
- + ECR Group, Dr Lucas Bergkamp - janvier 2021 « en route vers le climat de l'UE »
- + CERG européen (Commission de régulation de l'électricité et du gaz) qui dans une note⁹ du 15.02.21 estime en outre qu'il ne se manifesterà pas avant 2040 une véritable demande pour le stockage par la voie hydrogène

⁹ https://www.ceer.eu/documents/104400/7158746/C21-FP-48-03_CEER+White+Paper+on+long-term+storage.pdf/94e0ec37-c1ff-96d5-0877-1c2a2de2336c



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63, RUE LA BOETIE
75008 PARIS