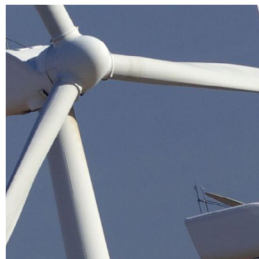
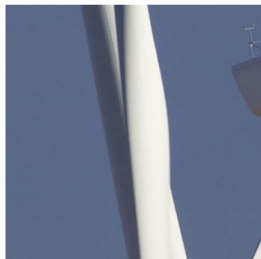




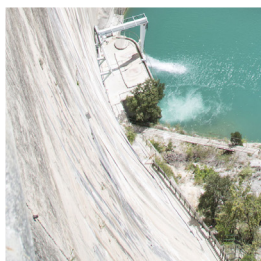
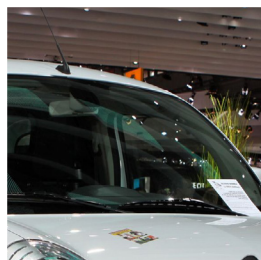
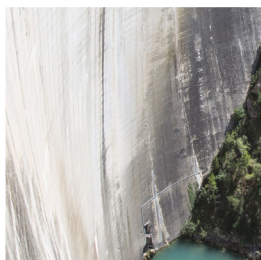
LES **AVIS**
DU CONSEIL
ÉCONOMIQUE
SOCIAL ET
ENVIRONNEMENTAL



Le stockage de l'énergie électrique : une dimension incontournable de la transition énergétique

M. Alain Obadia

Juin 2015



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ



CONSEIL ÉCONOMIQUE
SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL


Les éditions des
Journaux officiels

2015-16
NOR : CESL1100016X
Mardi 16 juin 2015

JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Mandature 2010-2015 – Séance du 9 juin 2015

LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, UNE DIMENSION INCONTOURNABLE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Avis du Conseil économique, social et environnemental
présenté par
M. Alain Obadia, rapporteur
au nom de la
la section des activités économiques

Question dont le Conseil économique, social et environnemental a été saisi par décision de son bureau en date du 25 mars 2014 en application de l'article 3 de l'ordonnance n° 58-1360 du 29 décembre 1958 modifiée portant loi organique relative au Conseil économique, social et environnemental. Le bureau a confié à la section des activités économiques la préparation d'un avis intitulé : *Le stockage de l'énergie électrique, une dimension incontournable de la transition énergétique*. La section des activités économiques, présidée par M. Jean-Louis Schilansky, a désigné M. Alain Obadia comme rapporteur.

Sommaire

■ Synthèse de l'avis	4
■ Avis	7
■ Introduction	7
■ Principaux objectifs du stockage de l'énergie électrique	8
➤ Les objectifs du stockage stationnaire	8
➤ Les objectifs du stockage en matière de mobilité	9
■ Quelques principes de base en matière de stockage de l'énergie électrique	9
■ Principes physico-chimiques du stockage et panorama succinct des technologies disponibles	9
➤ Mode de stockage par énergie gravitaire	9
➤ Stockage par compression de l'air ou CAES (<i>Compressed Air Energy Storage</i>)	10
➤ Stockage électro chimique	10
➤ Mode de stockage chimique au moyen de l'hydrogène	11
➤ Le stockage thermique	11
➤ Stockage électrique	11
➤ Le stockage inertiel	12
➤ Performance temps/capacités de ces technologies	12
■ Fonctionnement du réseau électrique en France et en Europe	13
➤ Principes essentiels	13
➤ De nouveaux enjeux pour les réseaux	14
■ Trois filières technologiques au cœur du débat	15
■ Les STEP	15
■ Les batteries	16
➤ Les batteries et le stockage stationnaire	17
➤ Les batteries pour la mobilité	18
➤ Problématiques transversales	20
■ La filière hydrogène	22
➤ L'hydrogène-énergie et le stockage stationnaire	23
➤ Le <i>power to gas</i>	24
➤ Le stockage par l'hydrogène et la mobilité	26

■ Appréciations globales et préconisations	29
■ Renouveler les modèles économiques et financiers du stockage de l'énergie électrique	30
■ Évaluer les conséquences financières des différents scénarios	31
■ Ne désertier aucune des technologies-phares	31
■ Soutenir les politiques de recherches et la R&D	32
■ Favoriser les coopérations	33
👉 Importance de l'existence de filières industrielles	33
👉 Coopérations européennes	34
■ Importance particulière du stockage de l'énergie électrique pour l'Outre-mer	35
■ Élaborer un cadre juridique adapté aux spécificités du stockage	36
■ Conclusion	37

■ **Déclaration des groupes** _____ **39**

■ **Scrutin** _____ **56**

Annexes _____ **58**

Annexe n° 1 : composition de la section des activités économiques	58
Annexe n° 2 : liste des personnalités auditionnées et rencontrées	60
Annexe n° 3 : principes généraux du stockage de l'énergie électrique	62
Annexe n° 4 : fonctionnement du réseau électrique en France et en Europe	69
Annexe n° 5 : présentation des technologies	75
Annexe n° 6 : les Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)	83
Annexe n° 7 : les batteries pour le véhicule électrique	86
Annexe n° 8 : les batteries pour le stockage de puissance	94
Annexe n° 9 : la production d'hydrogène et le stockage de l'énergie électrique	99
Annexe n° 10 : l'hydrogène et la mobilité	105
Annexe n° 11 : l'hydrogène et le stockage de grande puissance	110
Annexe n° 12 : quelques expérimentations de systèmes intégrés	116
Annexe n° 13 : liste des sigles	120

LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, UNE DIMENSION INCONTOURNABLE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE¹

Synthèse de l'avis

Au-delà des différences d'opinions qui se sont exprimées autour du projet de loi relatif à la transition énergétique, l'intégration d'une plus grande part d'Énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique de la France rencontre un large accord dans notre pays. L'impératif de diminuer drastiquement les émissions de gaz à effet de serre - tout particulièrement de CO₂ - afin de contenir les effets du changement climatique dans des limites gérables - compte désormais au rang des préoccupations prioritaires d'une majorité de nos concitoyens.

L'objectif d'une division par 4 de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, est aujourd'hui considéré comme réaliste. Plus largement, cet enjeu sera au cœur de la conférence internationale sur le climat qui se tiendra à Paris fin 2015 (COP21).

Parallèlement, si l'on veut bénéficier pleinement de l'essor des énergies renouvelables, des réponses efficaces pour réussir leur intégration dans notre mix énergétique doivent être dégagées, en tenant compte du caractère intermittent de la production de certaines d'entre elles.

Plusieurs approches peuvent y contribuer : le stockage de l'énergie électrique en fait partie car :

- il concerne directement les enjeux d'intégration des énergies renouvelables intermittentes ;
- il est un point de passage obligé pour assurer de manière suffisamment rapide l'essor des véhicules électriques afin de s'attaquer à l'une des sources majeures des émissions de CO₂ que sont les transports.

Plusieurs techniques, présentant des degrés différents de maturités, sont à disposition :

- les unes : les « steps », liées à l'énergie gravitaire, hydraulique et aux barrages représentent 99 % de la capacité de stockage de l'énergie dans le monde ;
- les autres - électrochimiques - conduisent à évoquer :
 - les batteries caractérisées par leur « versatilité » et leur capacité d'adaptation. Cette technologie s'applique au stockage **stationnaire** comme à la **mobilité** et, plus particulièrement, à l'automobile, ce qui pose la question de l'autonomie des véhicules et de l'évolution des technologies lithium.
 - ou l'hydrogène, technique qui fait l'objet de nombreuses recherches et expérimentations, et sur laquelle la France possède des atouts majeurs : le CEA, la société Air Liquide leader mondial dans le champ industriel, des PME innovantes etc. tant pour le stockage que pour la mobilité.

Il est impossible d'aborder la question du stockage sans prendre en compte le contexte « réseau » dans lequel il s'inscrit. Selon le niveau de développement et la qualité de ce dernier, les besoins de stockage stationnaires seront très différents.

¹ L'ensemble du projet d'avis a été adopté au scrutin public par 159 voix et 2 abstentions (voir l'ensemble du scrutin en annexe).

Pour le CESE, il convient, en tout état de cause, de :

- renouveler les modèles économiques et financiers du stockage de l'énergie électrique. Il est indispensable de mettre en place des mécanismes visant à valoriser la limitation des émissions de CO₂ à la hauteur de leurs dégâts réels. Cet objectif devrait être particulièrement présent dans les travaux de la COP 21;
- construire, sur la base de cette donnée nouvelle, des modèles économiques et financiers permettant de valoriser spécifiquement le service rendu par les différents modes de stockage ;
- évaluer, dans cette même logique, comme l'a demandé l'avis de notre conseil sur le projet de loi sur la transition énergétique, les conséquences financières des différents scénarii existant en matière d'évolution des besoins énergétiques, d'intégration des énergies renouvelables variables, de mise à niveau du réseau et de besoins de stockage ;
- ne désertier aucune des technologies-phares et de disposer des compétences de personnels formés à haut niveau et, de ce fait, capables d'intégrer rapidement les évolutions technologiques ;
- soutenir les politiques de recherches et la R&D. Le Conseil estime nécessaire que la recherche sur le stockage de l'énergie soit particulièrement soutenue et que les projets fassent l'objet d'un suivi et d'une priorisation de telle sorte qu'ils concourent effectivement à l'objectif du facteur 4 ;
- développer tout à la fois une recherche amont et une recherche technologique soucieuse de la validation des nouveaux concepts et des innovations dans une perspective de mise sur le marché et d'industrialisation ;
- créer des PME innovantes à partir d'une coopération avec le système de recherche ;
- disposer de plates-formes expérimentales et de moyens d'essais mutualisés permettant aux différents acteurs de tester des hypothèses et d'avancer dans leurs travaux sans être bloqués par d'importants investissements qui resteraient sous-utilisés ;
- favoriser le développement de démonstrateurs d'envergure pour les technologies stationnaires tant pour valider les résultats théoriques que pour constituer une vitrine internationale de notre savoir-faire dans des activités promises à un grand avenir au plan mondial ;
- favoriser les coopérations industrielles permettant de mettre en place des filières structurées et cohérentes, ainsi que les coopérations européennes sur la base d'une stratégie communautaire ; par exemple dans le domaine de la fabrication des batteries. Le CESE appuie l'orientation commune de la France et de l'Allemagne visant à faire éclore une coopération industrielle européenne dans ce domaine ;
- engager une concertation sur le recyclage du lithium impliquant l'ensemble des acteurs concernés - État, industriels, associations, syndicats - avec l'objectif d'appliquer pleinement le principe de la responsabilité étendue du producteur d'ores et déjà en vigueur s'agissant des batteries ;

- souligner l'importance particulière du stockage de l'énergie électrique pour l'Outre-mer, les DROM-Com étant des territoires non interconnectés, et de soutenir les différentes expérimentations qui visent à coupler les solutions de stockage avec le déploiement de systèmes intelligents de régulation de la demande et de l'offre (*smart grids*) ;
- élaborer un cadre juridique national et européen adapté aux spécificités du stockage, de la prise en compte de ses missions d'intérêt général ainsi que de l'objectif d'optimisation du système électrique et énergétique.

Avis

Introduction

Au-delà des différences d'opinions qui se sont exprimées autour du projet de loi relatif à la transition énergétique, l'intégration d'une plus grande part d'Énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique de la France rencontre un large accord dans notre pays. Par ailleurs, l'impératif de diminuer drastiquement les émissions de gaz à effet de serre - tout particulièrement de CO₂ - afin de contenir les effets du changement climatique dans des limites gérables compte désormais au rang des préoccupations prioritaires d'une majorité de nos concitoyens.

L'objectif d'une division par 4 de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, rappelé dans la loi, est aujourd'hui considéré comme réaliste. La mobilisation pour le concrétiser bénéficie d'une forte légitimité et fait partie des priorités les plus marquées du mouvement en cours. C'est ce qu'a affirmé avec force l'avis que notre Conseil a adopté le 9 juillet 2014 à propos du projet de loi sur la transition énergétique sur le rapport de nos collègues Laurence Hézard et Jean Jouzel.

Plus largement, cet enjeu sera au cœur de la conférence internationale qui réunira à Paris, en cette fin d'année, les États parties à la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique. Cette 21^{ème} Conférence des Parties (COP21) qui sera présidée par la France, est une échéance cruciale. Il s'agit d'aboutir à l'adoption d'un premier accord universel et contraignant sur le climat pour maintenir l'augmentation de la température moyenne du globe en deçà de 2°C (cf. le projet d'avis du CESE sur *Réussir la conférence climat Paris 2015*, présenté par Céline Mesquida et Bernard Guirkingier). L'équilibre climatique est un bien commun de l'humanité qu'il faut à tout prix préserver.

Dans le même temps, si nous voulons bénéficier pleinement de l'essor des énergies renouvelables, nous devons dégager des réponses efficaces pour réussir leur intégration dans notre mix énergétique en tenant compte du caractère intermittent de la production de certaines d'entre elles.

Plusieurs approches peuvent y contribuer. L'amélioration de l'efficacité énergétique en est une illustration éloquent. L'avis du CESE présenté par Anne de Béthencourt et Jacky Chorin l'a clairement mis en évidence (*Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire*, janvier 2013). Il en va de même en ce qui concerne le renforcement des réseaux ou encore la rationalisation des modes de consommation permis par l'essor des réseaux électriques intelligents, les *smart grids*.

Le stockage de l'énergie électrique fait également partie de ces approches et cela de deux points de vue. Il concerne directement les enjeux d'intégration des énergies renouvelables intermittentes et il est un point de passage obligé pour assurer de manière suffisamment rapide l'essor des véhicules électriques afin de s'attaquer à l'une des sources les plus importantes des émissions de CO₂ que sont les transports.

En partant de ces considérations, notre Conseil estime que la question est incontournable, qu'il est important d'en faire un état des lieux synthétique et d'en évaluer les perspectives de développement.

Principaux objectifs du stockage de l'énergie électrique

Au regard de la transition énergétique et de la lutte contre les émissions de CO₂, il convient d'apprécier de manière spécifique les objectifs du stockage stationnaire et ceux du stockage dédié à la mobilité.

Les objectifs du stockage stationnaire

L'un des objectifs du stockage stationnaire est de permettre aux énergies renouvelables de déployer tout leur potentiel d'efficacité au service de la satisfaction des besoins électriques et énergétiques des particuliers, des entreprises, des territoires, des administrations et services publics. Dans cette optique, il s'agit d'éviter de perdre de l'électricité produite quand la production est supérieure à la demande. À l'inverse, il s'agit d'assurer la permanence de l'alimentation quand la demande est forte alors qu'une partie des équipements solaires ou éoliens ne produit pas.

Le stockage a ainsi pour objectifs :

- de rationaliser l'utilisation des productions intermittentes ;
- de lisser l'équilibre demande/production et ainsi de contribuer à la stabilité du réseau électrique ;
- d'assurer une fiabilité forte aux moyens renouvelables qui fonctionnent hors réseau ;
- de conférer aux énergies renouvelables une place plus importante dans le mix électrique.

Comme nous l'avons pointé en introduction, le stockage n'est pas la solution exclusive à ces différents problèmes.

La lutte contre les gâchis passe également par un effort ambitieux et cohérent visant à améliorer l'efficacité énergétique des logements, des transports de l'appareil industriel comme des produits de grande diffusion. Elle passe aussi par des évolutions de comportements dans l'optique de mieux maîtriser les consommations.

Elle peut également être assurée par le développement des outils numériques de pilotage intelligent (*smart grids*) qui pourraient contribuer à rationaliser les consommations, à faire baisser la demande tout en assurant le même niveau de satisfaction des besoins, ou encore à déplacer automatiquement des consommations vers les périodes de forte production des EnR.

Dans ce contexte, le renforcement des réseaux et le déploiement des compteurs communicants sont une voie pour une intégration accrue de ces dernières dans le mix électrique.

Nous estimons que ces différentes approches sont complémentaires dans la perspective de la réponse au défi climatique.

Des calculs précis portant sur le montant des investissements à réaliser, sur les coûts d'exploitation, sur les durées d'utilisation, sur les bénéfices en termes d'emploi et d'environnement, sur le prix des émissions de CO₂ évitées, ainsi que sur l'économie globale de l'équilibre production/consommation sont indispensables pour comparer et choisir la solution optimale parmi les différentes options possibles.

Ces calculs sont complexifiés par le fait qu'ils s'appliquent à des domaines en profondes et rapides mutations avec des technologies en pleine évolution, y compris du point de vue de leur maturité économique.

Les objectifs du stockage en matière de mobilité

Avec 27 % du total des émissions de CO₂ en 2012 selon les chiffres du Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie publiés en mars 2015, les transports routiers se situent au premier rang des secteurs émetteurs dans notre pays.

La France s'est fixée comme objectif de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Au plan mondial, l'enjeu est plus crucial encore. La rapidité de la croissance du parc automobile dans les pays émergents, avec le risque d'une explosion des rejets de CO₂ qui rendrait la situation intenable, montre clairement l'urgence de mettre au point rapidement des modes de propulsion permettant de faire décroître substantiellement l'utilisation des produits pétroliers.

Sous ses différentes formes, la propulsion électrique semble une des voies appropriées pour y parvenir à la condition, bien sûr, que l'électricité utilisée pour recharger les véhicules soit largement décarbonée.

Le stockage de l'énergie électrique est impératif dans toutes les technologies aujourd'hui sur le marché, des batteries à l'utilisation de l'hydrogène en passant par les moteurs hybrides ou les prolongateurs d'autonomie.

Quelques principes de base en matière de stockage de l'énergie électrique

Il ne peut être question de développer longuement cet aspect de la question dans le cadre du présent avis. Les fiches jointes en annexes permettront aux lecteurs qui le souhaitent d'avoir accès à un certain nombre d'informations utiles sur ce plan.

Il est néanmoins indispensable de revenir ici sur quelques repères afin de mieux comprendre les analyses et propositions qui suivent.

Principes physico-chimiques du stockage et panorama succinct des technologies disponibles

Hormis dans quelques cas particuliers (condensateurs ou supercondensateurs), l'électricité ne se stocke pas directement. Il est donc nécessaire de convertir l'électricité en énergie stockable et déstockable.

Il est par conséquent possible de classer les différents modes de stockage en fonction des énergies primaires de conversion.

Mode de stockage par énergie gravitaire

La principale technologie est celle des Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Ce système est lié à l'énergie hydraulique et donc aux barrages. À la différence d'un barrage classique, il est basé sur l'exploitation de deux retenues d'eau à des hauteurs différentes. Lorsque la production électrique est abondante et peu chère et qu'elle est excédentaire au regard des besoins du réseau, elle est utilisée pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. Celui-ci devient ainsi le lieu de stockage d'une énergie qui pourra être réutilisée par gravité quand le besoin s'en fera sentir. Dans ce cas, l'eau passe par une turbine qui produit l'électricité.

Stockage par compression de l'air ou CAES (Compressed Air Energy Storage)

Le principe du CAES repose sur l'élasticité de l'air. Grâce à l'électricité considérée comme excédentaire un système de compresseurs à très haute pression (100 à 300 bars) comprime l'air présent dans une cavité naturelle ou artificielle. La récupération de cette énergie potentielle (déstockage) s'effectue par détente de l'air dans une turbine qui entraîne un alternateur et produit donc de l'électricité.

Il existe trois générations de CAES. Dans la première génération, la chaleur de compression est complètement évacuée et du gaz est brûlé pour chauffer l'air comprimé à la sortie. Dans la deuxième génération, la chaleur d'une turbine est utilisée pour réchauffer l'air. Cela permet d'avoir une meilleure efficacité. La troisième génération, dont il n'existe pas de site industriel à ce jour, est le stockage adiabatique (qui n'échange pas de chaleur avec le milieu extérieur) dans lequel la chaleur de compression est stockée en même temps que l'air, ce qui permet de disposer d'une installation neutre au niveau carbone et d'avoir des rendements bien meilleurs.

Il faut noter que le développement de cette technologie implique de trouver des sites adaptés (cavités salines, anciennes mines, etc.). En France, compte tenu du bon équipement du pays en barrages hydroélectriques, le choix a été fait de privilégier les STEP. Ne présentant pas les mêmes caractéristiques que la France, l'Allemagne comme les États-Unis ont fait un autre choix. Une installation existe à ce jour dans chacun de ces pays et des programmes de recherche et d'expérimentations ont été lancés. En France, le projet SEARCH a pour objectif d'étudier un CAES adiabatique. Il regroupe 4 partenaires : Saint Gobain, le CEA, ARMINES et l'Agence nationale de la recherche (ANR).

Stockage électro chimique

Ce mode de stockage nous conduit à évoquer essentiellement les batteries. Les batteries (ou accumulateurs) sont des systèmes électrochimiques, qui stockent de l'énergie sous forme chimique et la restituent sous forme électrique. Les batteries peuvent être électriquement rechargées contrairement aux piles.

Le courant est produit par la circulation d'électrons entre 2 électrodes :

- une électrode positive composée d'un corps oxydant, capable d'attirer des électrons ;
- une électrode négative composée d'un corps réducteur, capable de céder des électrons.

Ainsi, une batterie se caractérise par un couple « oxydant-réducteur » (par exemple : plomb-oxyde de plomb, nickel-cadmium...) échangeant des électrons.

Les deux électrodes (ou plaques) baignent dans une solution électrolytique (ou électrolyte). C'est la réaction entre la solution et les électrodes qui est à l'origine du déplacement des électrons et des ions dans la solution produisant ainsi du courant électrique.

Utilisées comme réserves massives d'énergie, les batteries peuvent délivrer une puissance pendant quelques heures ou quelques jours. Elles peuvent résister à un certain nombre de cycles charge/décharge.

Mode de stockage chimique au moyen de l'hydrogène

L'hydrogène peut devenir un vecteur de stockage selon le schéma suivant : l'électricité excédentaire est utilisée pour réaliser une électrolyse de l'eau (via un électrolyseur) ; elle est ainsi convertie en hydrogène H_2 stockable sous forme gazeuse, liquide ou solide. Quand le besoin se manifeste, cette énergie est ensuite restituée via, par exemple, une pile à combustible, qui reconvertit l'hydrogène et l'oxygène en électricité (et en eau) pendant les périodes de forte consommation.

Il est également possible d'utiliser l'hydrogène en l'injectant dans le réseau de gaz naturel. Ce dernier peut absorber une proportion d'hydrogène allant de 5 % à 15 % selon les différentes sources consultées.

Pour aller plus loin, il est nécessaire de passer par le méthane de synthèse. Celui-ci est produit par la combinaison de l'hydrogène avec du CO_2 . Cette opération porte le nom de méthanation.

Dans ces deux cas de figure l'énergie électrique initiale n'est pas restituée sous forme d'électricité mais de gaz. On parle à leur propos de *power to gas*.

Le stockage thermique

L'énergie est stockée par élévation de la température du matériau de stockage choisi (briques, huile, sables, bétons, céramiques, etc.). L'efficacité du système est fonction du temps de refroidissement du matériau de stockage ainsi que de l'isolation du dispositif.

Quelques installations existent déjà en Allemagne, en Norvège ou au Canada. Un projet de démonstrateur existe en région Rhône Alpes. Il s'agit du projet Sether (Stockage d'électricité sous forme thermique) labellisé par le pôle Tenerrdis, coordonné par l'opérateur Powéo associé notamment à la Saipem (filiale de l'opérateur italien Eni) et auquel participe le CEA.

Notons également qu'il existe un vecteur de stockage thermique de masse dans notre pays constitué par les ballons d'eau chaude sanitaire électriques. L'eau est chauffée pendant la nuit avec une électricité moins chère puisqu'elle est produite par des installations qui fonctionnent en base. La quantité d'électricité stockée sous forme de chaleur est considérable. Elle est estimée à 23 TWh/an par RTE.

Stockage électrique

Il s'agit des condensateurs et des supercondensateurs.

Les condensateurs sont des composants électroniques dont la capacité se mesure à l'échelle du microfarad. Ils sont présents dans tous nos appareils électroniques. Leurs champs d'application se situent pour l'essentiel en dehors des limites de notre saisine.

Il n'en est pas de même des supercondensateurs. Leur capacité s'évalue en dizaines voire en milliers de Farad, ce qui les rend comparables aux batteries. Mais, dans les conditions actuelles, les supercondensateurs interviennent plutôt en puissance (pour délivrer du courant de manière instantanée) qu'en énergie. Ils peuvent donc représenter un complément intéressant des batteries. La combinaison batterie/supercondensateur peut s'avérer particulièrement efficace dans le cas des véhicules hybrides.

Le stockage inertiel

Il existe pour l'essentiel sous la forme de volants d'inertie. Il s'agit d'une masse fixée autour de l'axe de rotation d'une machine qui confère à cette dernière une plus grande inertie et permet, de ce fait, d'en rendre le fonctionnement plus régulier. Le stockage s'effectue sous forme d'énergie cinétique. Sur les groupes tournants de production électrique, ils permettent d'éviter les microcoupures dont la durée est faible mais dont les conséquences peuvent être dommageables. Ils ont également été installés sur des bus, des rames de métro ou des voitures haut de gamme pour récupérer l'énergie pendant les phases de freinage et la récupérer sous forme d'électricité durant les phases d'accélération.

Performance temps/capacités de ces technologies

Les appréciations que l'on peut porter sur ce point sont très importantes car elles conditionnent la zone de pertinence de chacune des technologies évoquées ci-dessus au regard des besoins :

- les volants d'inertie ont une capacité de l'ordre de la dizaine de kWh pour une puissance allant jusqu'à 40 MW. Cette technologie dispose d'une très forte réactivité, d'environ 5 ms, mais d'une faible capacité de stockage ;
- les batteries ont une capacité qui s'étend, selon leurs technologies, de quelques kWh jusqu'à plusieurs MWh, pour des puissances mobilisables allant de 1 kW à 10 MW. Elles disposent également d'une excellente réactivité de l'ordre de la ms, mais sont limitées par des caractéristiques technologiques (rapport poids/capacité, temps de recharge, nombre de cycles de recharge etc.) ;
- les CAES peuvent être envisagées de quelques MWh jusqu'à 1 GWh pour des puissances situées entre 10 et 200 MW. Les CAES de première génération souffrent cependant de pertes de conversion importantes ;
- les STEP atteignent des capacités considérables, de l'ordre d'une dizaine de GWh pour une puissance mobilisable comprise entre la centaine de MW et le GW ;
- l'hydrogène recombéné au CO₂ pour produire du méthane synthétique peut atteindre des capacités de stockage de plusieurs dizaines de GWh avec des puissances allant du kW au GW. Il présente l'avantage d'une grande flexibilité et d'un découplage de la puissance de l'énergie stockée. L'hydrogène non recombéné dispose de puissances similaires mais de capacités de stockage inférieures.

Fonctionnement du réseau électrique en France et en Europe

Il est impossible d'aborder la question du stockage sans prendre en compte le contexte réseau dans lequel il s'inscrit. En effet, selon le niveau de développement et la qualité de ce dernier, les besoins de stockage stationnaires seront très différents.

Principes essentiels

Le réseau public de transport de l'électricité est géré en France par Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale à 100 % d'EDF. Sa mission est considérée comme un monopole naturel. Les directives européennes puis la loi n°2004-803 du 9 août 2004 mettent en place un grand marché de l'électricité et organisent une séparation juridique entre RTE et EDF.

RTE exploite, entretient et développe des lignes à Haute tension (HT) et Très haute tension (THT) de 63 000 KV à 400 000 KV. Les lignes de moyenne et basse tension sont gérées principalement par ErDF (Filiale de distribution d'Edf) mais aussi par des Entreprises locales de distribution dans certains territoires et grandes villes.

Le réseau de RTE est constitué de 105 000 km de lignes ainsi que de postes électriques de répartition et de transformation. RTE est également responsable de l'équilibre global du réseau sur le territoire national. Il dispose, pour ce faire, d'un centre national d'exploitation et de 7 centres régionaux répartis dans l'ensemble du pays.

Le paramètre-clé de l'équilibre du réseau est le maintien de sa fréquence à 50 Hz. Si la consommation tend à dépasser la production, la fréquence chute et inversement. La marge de fluctuation autorisée est extrêmement réduite (plus ou moins 0,5 %). Si le déséquilibre est trop important, des risques de coupures généralisées menacent.

La mission des centres d'exploitation est donc de maintenir et rétablir à tout moment l'équilibre. Plusieurs moyens existent pour cela : arrêter ou, au contraire, faire démarrer des moyens de production ; couper le courant dans une zone pour éviter un *blackout* généralisé (effondrement du réseau) ; ou encore importer - ou bien exporter - du courant grâce aux interconnexions entre les différents pays d'Europe.

Il faut noter, sur ce dernier aspect, que les échanges ont un prix de marché (43 € le MWh en moyenne pour 2013 mais les fluctuations sont importantes au cours d'une journée, il peut même exister des prix négatifs). Les dispatchers ont ainsi la possibilité d'arbitrer par exemple entre le démarrage de groupes de production et l'importation de courant ou entre l'arrêt d'installations et l'exportation.

La grande qualité du réseau électrique français et son insertion dans la « plaque continentale » européenne interconnectée confèrent à notre système une importante capacité de flexibilité. Le niveau d'interconnexion permet en effet une grande solidarité entre les régions françaises, fondement de la péréquation tarifaire, ainsi que de nombreux échanges avec nos voisins.

L'effet de foisonnement qui permet à tout moment d'utiliser des productions même éloignées pour satisfaire les besoins est un élément essentiel de la stabilité du réseau.

La plaque continentale est le principal des 5 réseaux interconnectés en Europe (avec par ailleurs le Royaume-Uni, les pays nordiques, les pays baltes et l'ensemble Russie/Ukraine/

Biélorussie). De surcroît, les différents pays européens sont reliés à la Turquie et à trois pays du Maghreb dans le cadre d'une zone synchrone.

Un autre avantage de l'interconnexion est qu'elle permet d'abaisser le niveau de puissance mise en réserve afin de faire face à des incidents éventuels (« réserve primaire »). Il est en effet peu probable que les différents pays connaissent simultanément de tels épisodes. La mutualisation de cette sécurisation du réseau permet ainsi d'économiser les investissements dans des groupes de productions neutralisés une partie de leur temps pour assurer cette fonction.

De nouveaux enjeux pour les réseaux

Le développement des énergies renouvelables intermittentes détermine de nouveaux enjeux pour les réseaux.

L'insertion de nouveaux moyens de production dont la localisation sera plus diffuse sur le territoire ou, même s'agissant de l'éolien *offshore*, caractérisée par un éloignement du lieu de production par rapport aux lieux de consommation, implique, selon RTE, un renforcement significatif des réseaux de transport.

À n'en pas douter, l'importance des études d'impact et des processus de concertation avec les populations concernées- dans les zones urbaines comme dans les zones rurales- sera capitale. Nous renvoyons sur ce point aux travaux de notre Conseil et à leurs préconisations dont la pertinence et l'urgence sont chaque jour démontrées (avis présenté par L. Hézard et B. Fargevieille : *Concertation entre parties prenantes et développement économique*).

Gérer une production électrique plus variable et beaucoup plus dépendante des conditions météorologiques impliquera une modification des modes de gestion du système électrique. Il faudra, par exemple, repenser la façon d'opérer l'équilibre offre/demande et la manière de piloter la courbe de charge. À titre d'illustration le solaire photovoltaïque atteint son maximum de production autour de 12h00 alors que la pointe du soir prend place entre 18h00 et 20h00 : il sera donc nécessaire - quand la production photovoltaïque deviendra suffisamment significative - de situer autour de 12h00 le chauffage des cumulus électriques des particuliers effectués aujourd'hui au cours de la nuit. Cela devrait donc conduire à transformer la notion d'heures creuses en l'étendant aux périodes de production forte des renouvelables intermittents.

Plus structurellement, il faut indiquer que l'éolien et le photovoltaïque ont des impacts différenciés.

Le photovoltaïque impacte principalement les besoins de flexibilité horaire et journalier. Bien sûr, il produit plus en été qu'en hiver mais il peut fortement varier d'une heure à l'autre. Jusqu'à 20 GW de puissance installée (5,3 MW en 2014), cette situation est assez facilement gérable par le réseau. En revanche, au-dessus d'un point d'inflexion situé entre 20 et 30 GW (chiffre qu'il est envisagé d'atteindre en 2030 dans le scénario « nouveau mix » de RTE), tout GW de photovoltaïque supplémentaire augmente le besoin de flexibilité. À partir de 45 GW ces besoins augmentent quasi-linéairement avec la capacité photovoltaïque installée.

Pour ce qui le concerne, l'éolien impacte principalement le besoin de flexibilité hebdomadaire. S'il produit plus en hiver qu'en été, il varie peu sur un pas horaire. En revanche il peut varier fortement d'un jour à l'autre. De surcroît, l'écart production/consommation est différent tous les jours de la semaine et ne présente pas de réelle périodicité hebdomadaire.

Dans ces conditions, les options de lissage production/consommation du réseau sont les suivantes :

- exporter vers les pays voisins ;
- arrêter et démarrer les groupes programmables (si cela est techniquement possible) ;
- gérer intelligemment la demande ;
- effacer de la production EnR ;
- stocker une partie de la production des énergies renouvelables.

Ces éléments de contexte sont essentiels pour apprécier le positionnement du stockage dans les objectifs d'optimisation du système électrique et énergétique. Ils renforcent également la conviction selon laquelle l'avenir n'est pas aux approches exclusives.

Le réseau est indispensable pour permettre la satisfaction des besoins d'électricité dans des conditions de sécurité et de continuité satisfaisantes ainsi qu'à des tarifs d'acheminement raisonnables. Plus même, le développement des énergies renouvelables impliquera un renforcement de ses infrastructures.

Symétriquement, le développement des moyens de pilotage informatiques (*smart grids*), celui des productions décentralisées, celui du stockage créent des conditions nouvelles pour des gestions plus localisées et pour une intervention plus grande des collectivités territoriales dans la définition des besoins et des solutions.

L'optimisation nationale comme la souplesse locale nous seront nécessaires. Ne les opposons pas ! Elles apportent l'une et l'autre des marges de manœuvre indispensables à une gestion optimale de l'équilibre production consommation. L'objectif est d'assurer dans la durée l'accès égal à l'électricité dans les meilleures conditions de fiabilité, de sécurité, de respect de l'environnement, de coûts pour tous sur tous les territoires.

Cette remarque n'épuise bien évidemment pas un débat qui continuera à être riche et nourri sur le positionnement du curseur entre ces différentes approches.

Trois filières technologiques au cœur du débat

Au-delà de la diversité des pistes technologiques envisageables, nous pouvons affirmer qu'aujourd'hui, au vu des connaissances actuelles, le débat se concentre autour de trois filières technologiques : le pompage turbinage (STEP), les batteries, la filière hydrogène.

Les STEP

Les STEP constituent 99 % de la capacité de stockage de l'énergie électrique dans le monde.

Notre pays possède la plus grande centrale de pompage turbinage en Europe. Il s'agit de la centrale de Grand'Maison dont la capacité est de 1 800 MW. La plus puissante au monde est la centrale de Bath County aux États-Unis qui atteint plus de 3 000 MW. Dans le monde actuellement, plus de 400 STEP sont en service ou en construction. Leur capacité totale est de plus de 150 GW. La France dispose de 4,3 GW de puissance de restitution pour 6 installations. Si les STEP relèvent de technologies matures et parfaitement maîtrisées, le point en discussion est celui de leur

potentiel d'extension. Il semble faible pour la France où les grands sites sont équipés et où il apparaît difficile d'envisager la construction de nouvelles installations sur de nouveaux sites compte tenu des conséquences territoriales et environnementales de tels projets. En revanche les possibilités existent dans quelques pays européens et dans de nombreux pays du monde dont l'équipement hydroélectrique est encore loin d'être réalisé.

Aujourd'hui, le coût de la restitution électrique des STEP se situe entre 70 et 150 euros/MWh (coût de production plus coût de stockage/déstockage).

La Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité pour la période 2009-2020 prévoyait l'installation de près de 2 GW supplémentaires de STEP pour 2015. Cette augmentation de capacité pouvait se concevoir par création d'installations nouvelles, par « suréquipement » de barrages ou par l'optimisation de STEP existantes. Ces objectifs ne se sont pas concrétisés.

Plusieurs obstacles ont été mis en avant qui peuvent expliquer cette situation. D'une part, les opérateurs et notamment EDF ont des interrogations portant sur la rentabilité économique de ces investissements supplémentaires. D'autre part, la période de renouvellement des concessions hydroélectriques engendre une incertitude. Le projet de loi portant sur la transition énergétique ouvre deux possibilités : soit l'attribution de la concession dans le cadre de la concurrence, soit son prolongement dans le cas où le concessionnaire entreprendrait des travaux (sous certaines conditions). La création de nouvelles STEP par suréquipement entre dans ce cadre. Néanmoins, tant que le processus n'est pas enclenché, aucun acteur ne peut se lancer dans des investissements lourds et de long terme.

En tout état de cause, notre conseil considère que les STEP constituent un atout précieux pour réussir la transition énergétique. Bien évidemment, leur développement devra faire l'objet d'études d'impact et d'une concertation sérieuse avec les populations concernées.

Dans les pistes d'avenir envisagées pour les STEP figure la construction de STEP marines. Dans ce type d'équipement la mer constituerait en quelque sorte le plan d'eau inférieur. Il serait nécessaire, alors, de créer un barrage artificiel en bordure de mer. Il faudrait disposer pour cela soit d'une grande surface, soit d'une grande hauteur (par exemple une falaise). Évidemment de nombreux problèmes techniques - tels que la lutte contre la corrosion de l'eau salée - et financiers doivent être résolus. Mais, là encore, la question-clé reste celle de l'accord des populations concernées. Il existe une STEP marine à Okinawa (Japon). Pour sa part EDF étudie la réalisation de deux projets : l'un en Guadeloupe, l'autre à la Réunion.

Les batteries

Les progrès enregistrés depuis 20 ans dans le domaine des batteries ont largement contribué à l'essor de la révolution numérique que nous connaissons aujourd'hui. Combinés au développement rapide des nanotechnologies, ils ont permis la propagation à grande échelle des *smartphones*, des tablettes et maintenant des objets communicants.

L'apparition de la batterie Lithium-ion a joué un rôle primordial dans ce processus. Ces dernières années, accélérées en grande partie par le défi du véhicule électrique, des augmentations considérables de performances ont été réalisées. Des efforts de recherche importants sont déployés en France, en Europe et dans le monde y compris en ce qui concerne leur bilan environnemental global tout au long de leur cycle de vie, de l'approvisionnement

en matière première jusqu'au recyclage. Les marchés anticipent une baisse importante des coûts dans les cinq ans qui viennent ainsi que l'apparition d'innovations technologiques prometteuses.

Les batteries et le stockage stationnaire

État des lieux

Comparées aux STEP ou aux CAES, l'un des avantages majeurs des batteries est leur versatilité. Elles peuvent être dimensionnées pour s'adapter à des besoins diversifiés en termes de puissance, d'énergie ou de taille. Elles peuvent ainsi être intégrées partout à une échelle centralisée comme à une échelle décentralisée.

Elles peuvent fonctionner à différents niveaux : stockage résidentiel (pour une maison ou un groupe de maisons), stockage pour une résidence, un quartier, ou pour le soutien à un réseau (dans des zones non interconnectées par exemple) jusqu'au stockage massif sur de gros réseaux (plusieurs mégawatt/heures).

Aujourd'hui, le prix du kWh produit après stockage se situe entre 150 et 1 200 €/MWh selon les types de batteries utilisées et leur degré de maturité technologique.

L'objectif de réduire les coûts d'achat, de fonctionnement et de maintenance est un des axes prioritaires de tous les opérateurs.

L'utilisation des batteries pour le stockage de puissance correspond à plusieurs fonctions.

La première est bien évidemment d'assurer la permanence d'alimentation du réseau. Mais elles peuvent également être utilisées pour absorber des pics de consommations de très faible durée ou pour contrer très rapidement un risque de déséquilibre du réseau induit par un incident.

La majeure partie des stockages par batterie est aujourd'hui localisée dans les zones non interconnectées, pour l'essentiel en Outre-mer. Mais dans des régions telles que la Bretagne ou PACA - où la gestion du réseau est plus tendue - des installations de ce type ont été mises en place.

Pour le stockage stationnaire, les batteries au sodium sont encore utilisées. Deux variantes technologiquement avancées sont testées sur de grands projets. Il s'agit de batteries sodium/soufre ou sodium/chlorure de nickel.

Des batteries lithium-ion fonctionnant sur les mêmes principes que celles présentes sur nos téléphones mobiles servent également pour le stockage stationnaire.

Recherches et expérimentations

Les projets de recherche et d'expérimentation sont nombreux et font le plus souvent l'objet d'une coopération entre opérateurs, organismes publics de recherche et industriels.

On peut citer particulièrement :

- le projet Pégase à La Réunion initié notamment par EDF, Météo France et l'Université de La Réunion pour gérer les intermittences ;
- le projet Toucan en Guyane couplant des éoliennes grand modèle avec un important parc de batteries et piloté par EDF ;

- le projet Venteea mené à bien dans l'Aude dans une logique similaire (partenaires : ErDF, Schneider, EDF, Saft et l'ADEME notamment) ;
- le projet Nice grid qui permet de tester plusieurs tailles de batteries sur des poches de quartiers largement équipés de photovoltaïque en toiture (partenariat ErDF, Alstom, EDF, Saft, ARMINES, etc.).

Le projet FR (*frequence regulency*) a pour but de tester la faisabilité d'assurer la « réserve primaire » (partie de la production qu'un opérateur est obligé de réserver au réseau pour pouvoir gérer les aléas) par capacité de batterie plutôt que par un groupe de production. Ainsi, une centrale nucléaire pourrait fonctionner au maximum de sa production et les batteries être en réserve pour gérer les aléas, ce qui serait plus rationnel économiquement.

Des recherches de rupture ont pour objet la mise au point de batteries métal/air. Il s'agit de batteries constituées d'anodes métalliques (pôle négatif) et de cathodes à oxygène (pôle positif). La source d'oxygène est généralement l'air ambiant. Elles peuvent s'apparenter à une classe particulière de piles à combustible puisque l'élément oxydant - l'oxygène de l'air - est approvisionné en continu. De même, la pile métal/air nécessite la présence d'éléments périphériques pour la circulation des fluides (air ou électrolyte).

Les travaux se déploient notamment sur les batteries zinc/air. Des programmes de développement et de préindustrialisation sont à l'étude, à EDF par exemple. L'objectif est d'obtenir à l'horizon 2020 une division par 3 du coût des batteries. La mise au point de batteries lithium-air n'est pas envisagée avant 2025/2030. Elle pourrait constituer une avancée majeure en termes de performance et de coût du kWh.

Les recherches concernant les batteries à flux (redox flow) sont également très actives. Il s'agit de batteries dans lesquelles des solutions électrolytiques liquides sont réduites ou oxydées. Elles ont notamment pour avantage un potentiel de capacité très important ainsi que la possibilité d'un rechargement rapide par remplacement de l'électrolyte. Elles ont pour inconvénients un ratio énergie/ volume encore très bas et une complexité bien plus grande que celle des batteries classiques.

Les batteries pour la mobilité

□ *État des lieux et perspectives d'avenir*

L'électrification du parc automobile est considérée comme un enjeu tellement important par les constructeurs automobiles qu'ils ont investi des sommes considérables pour ne pas se laisser distancer dans la mutation en cours. À titre d'exemples, Audi a investi onze milliards d'euros dans son programme de recherches/développement. Celui de General Motors s'élève à vingt milliards de dollars. Quant à Renault, il a fait de sa présence dans le véhicule électrique un axe stratégique de premier plan.

Le Cabinet Roland Berger, très reconnu dans le monde automobile, s'appuyant sur les chiffres des constructeurs et des grands équipementiers estime qu'en 2025 le marché du neuf comptera plus de 30 % de véhicules électriques et hybrides (il s'agit des véhicules vendus et non de l'ensemble du parc roulant).

Aujourd'hui, les prix des véhicules s'échelonnent de 13 700 € pour une Renault Zoe (hors location de la batterie) à 78 000 \$ (68 500 €) pour la Tesla S en passant par 35 000 € pour la BMW i3.

Plus globalement, les données du problème sont connues. Pour une part essentielle, les obstacles à surmonter concernent l'autonomie des véhicules (se situant actuellement autour de 160 km) et le temps de chargement des batteries (allant de 6 heures à 20 minutes pour les - encore trop rares - bornes de rechargement rapide). Les batteries sont donc aujourd'hui au cœur de la question. L'une de leurs principales limites actuelles est celle de la densité énergétique massique 200 Wh/kg pour une batterie au lithium contre 10 kWh/kg pour les hydrocarbures. Ces performances devraient néanmoins s'améliorer dans les dix ans à venir.

Les batteries au plomb restent encore très présentes dans les véhicules thermiques, pour le démarrage notamment. Les véhicules hybrides utilisent encore beaucoup les batteries nickel métal hydrures mais la technologie lithium-ion est en train de prendre progressivement l'ascendant. En effet, elles présentent actuellement les performances électriques les plus élevées concernant les densités d'énergie, le nombre de cycles charge/décharge, l'autodécharge la plus faible.

Sur les véhicules « tout électrique », le lithium-ion domine mais d'autres technologies coexistent avec lui. À titre d'exemple, les véhicules Autolib du groupe Bolloré sont équipés de batteries métal/polymère qui présentent de bonnes performances mais doivent fonctionner à une température de 80. La technologie lithium-ion est à peu près au milieu de sa maturité technologique. Elle devrait pouvoir obtenir un doublement de l'autonomie. Puis elle atteindra probablement ses limites. Ses pistes de développement se situent notamment vers les matériaux à base de phosphate de fer pour l'électrode positive qui confèrent une sécurité intrinsèque très élevée aux batteries ou vers le lithium-souffre. L'amélioration des techniques d'impression 3D des électrodes semble également une voie prometteuse.

À plus long terme, les technologies lithium-air évoquées précédemment pourraient changer la donne. D'ici 2020-2030, elles pourraient lever le verrou de l'autonomie des véhicules électriques en autorisant 500 km avec une seule charge. Rappelons que cette technologie combine en quelque sorte batterie et pile à combustible.

La complémentarité de ces deux technologies est aujourd'hui illustrée par l'expérimentation de prolongateurs d'autonomie à hydrogène dont nous parlerons ci-après.

La question des bornes de recharge

Dans la situation actuelle, le véhicule 100 % électrique est particulièrement adapté (en raison du poids) à des petits modèles urbains ou tout au moins utilisés pour un kilométrage quotidien ne dépassant pas 120 km. Il peut être très adapté à des véhicules de flotte tels ceux de la Poste (qui a commandé 5 000 Kangoo ZE et qui se présente comme le principal vecteur d'expérimentation) ou de certaines administrations ou collectivités publiques. Dans une telle configuration, les infrastructures de recharge rapide peuvent être installées en rentabilisant l'investissement grâce au nombre de véhicules concernés. Dans un registre différent, certains réseaux de transports en commun et tout particulièrement la RATP ont décidé d'électrifier leur parc de bus. La RATP s'est fixé l'objectif de 2025 pour une électrification totale. Celle-ci commencera par des bus hybrides. Le souhait de l'entreprise est que, dès 2017, toutes les commandes soient effectuées en électrique intégral, ce qui représente un véritable défi, en amont, pour les constructeurs de matériel roulant.

Le nombre de bornes pour véhicules électriques et hybrides est aujourd'hui de 8 000 à l'échelle du pays. L'exposé des motifs du projet de loi sur la transition énergétique fixe un objectif de 7 millions de bornes installées en 2030. On voit que le chemin à parcourir est

important notamment en ce qui concerne la capacité de financement de ces investissements. Le groupe Bolloré a annoncé son intention de déployer 16 000 points de charge publics en 4 ans. EDF envisage l'installation de 200 bornes sur le réseau autoroutier. Renault et le groupe Leclerc ont noué un partenariat pour en créer 500.

Il sera, bien évidemment, nécessaire d'intégrer l'incidence des rechargements à domicile ou par bornes rapides dans le raisonnement global concernant les besoins de production électrique ainsi que de renforcement des réseaux. Les études en la matière indiquent que 2 millions de véhicules électriques généreraient une consommation accrue de 1 %. Cela nous renvoie aux développements précédents sur la capacité du réseau.

Des recherches sont en cours pour tester la faisabilité technologique et sociétale d'un recours aux batteries des véhicules immobilisés comme moyens de stockage aptes à soutenir le réseau. Le développement des *smart grids* serait un point d'appui dans une telle perspective.

Problématiques transversales

Cet examen succinct des différents aspects du stockage par batteries tant pour le volet stationnaire que pour la mobilité appelle un certain nombre de remarques portant sur des sujets transversaux.

Il convient, tout d'abord, de noter la rapidité des évolutions. Plusieurs de nos interlocuteurs nous ont indiqué que des avancées prévues il y a deux ans pour dans dix ans étaient déjà à portée de main (par exemple dans le domaine des technologies métal/air). Cela permet de penser que les batteries pourront apporter plus vite que prévu et à l'échelle nécessaire de premières réponses adaptées aux enjeux de l'indispensable décarbonation de notre consommation d'énergie.

Cela dit, plusieurs domaines impliquent d'être regardés avec toute l'attention requise.

- L'aspect industriel de la question ne doit pas être passé sous silence.

Aujourd'hui, l'industrie des batteries est surtout concentrée en Asie. C'est tellement vrai que Renault, par exemple, se fournit auprès de son partenaire japonais Nissan et du constructeur sud-coréen LG. La France compte quelques fabricants de batteries électriques comme Saft dans le lithium-ion qui compte un site de production pour l'automobile en région Poitou-Charentes ou Bolloré qui produit en Bretagne des batteries dites solides, mais les véhicules les utilisant représentent des volumes limités.

Il est important de renforcer le potentiel productif de notre pays et cela d'autant plus que notre recherche est de très haut niveau avec des organismes tels que le CEA, le CNRS, le centre de recherche d'EDF, etc.

Notre Conseil préconise de prolonger cet effort de recherche par des initiatives des pouvoirs publics comme des industriels visant à structurer une filière puissante dans la fabrication des batteries. Il appuie l'orientation commune de la France et de l'Allemagne visant à faire éclore une coopération industrielle européenne dans ce domaine.

- La protection de l'environnement est un impératif absolu.

Le développement du véhicule électrique comme celui du stockage stationnaire conduira à une augmentation du nombre de batteries, plus puissantes que celles des générations antérieures. Certes, les technologies adoptées comme les process de production les plus récents prennent beaucoup mieux en compte la préoccupation écologique. Il

convient néanmoins de prendre toutes les précautions - du stade de la conception à celui du recyclage - pour éviter, par exemple, que les électrolytes liquides ou les composants potentiellement dangereux puissent se retrouver dans les écosystèmes ou être en contact avec des personnes ou des animaux.

Au niveau du fonctionnement, les batteries stationnaires sont installées dans des systèmes confinés, très souvent dans des lieux s'assimilant à des sites industriels. Des systèmes de sécurité incendie et des dispositifs d'extinction automatique des départs de feu sont prévus. Le travail avec les organismes dédiés à la sécurité, par exemple l'Ineris, doit être poursuivi dans la volonté de porter à leurs minima les risques d'accidents.

S'agissant des batteries embarquées, les constructeurs déploient des efforts soutenus pour développer des dispositifs de sécurité performants, par exemple des coupe-circuits automatiques au niveau de chaque cellule de l'accumulateur. Ces sécurités sont doublées par des « chiens de garde » électroniques. De gros progrès ont été réalisés en matière de confinement des batteries afin d'éviter, en cas d'accident, la perforation par une pièce métallique susceptible de provoquer un court-circuit massif. Cela dit, les efforts d'amélioration de la sécurité ne doivent jamais se relâcher. La sécurité fait partie des obligations des constructeurs et de l'ensemble des professionnels du secteur.

Au niveau de la fin de vie du produit, le recyclage des batteries commence à être appliqué par certains constructeurs automobiles. Il passe aussi par le traitement des produits chimiques polluants présents dans les batteries électriques (notamment le lithium et certains autres métaux lourds). Bien que la technologie de recyclage des batteries lithium-ion avance rapidement et soit porteuse de progrès, l'industrie qui pourrait voir le jour dans ce domaine n'est pas encore rentable. Pourtant, l'argument économique ne doit pas seul primer. Nous devons nous préoccuper de la protection de l'environnement, de la santé et de la gestion durable des ressources. **S'agissant d'une filière d'avenir, le CESE propose que cette question du recyclage du lithium fasse l'objet d'une concertation impliquant l'ensemble des acteurs concernés - État, industriels, associations, syndicats - avec l'objectif d'appliquer pleinement le principe de la responsabilité étendue du producteur d'ores et déjà en vigueur s'agissant des batteries.** (cf. l'avis présenté par Yves Legrain *Transitions vers une industrie économe en matières premières*, janvier 2014). Dans le même esprit, notre Conseil considère que les relations avec les pays producteurs des matières premières indispensables à la fabrication des batteries doivent faire l'objet d'accords de coopération et de partenariats de long terme. Incluant un volet de coopération scientifique et technologique, ces accords devraient contribuer au développement équilibré de ces pays ainsi qu'à la gestion durable des ressources en contrepartie d'une sécurisation des approvisionnements.

Il apparaît intéressant, avant de recourir au recyclage, de donner une seconde vie aux batteries embarquées. En effet, même usagées, les batteries li-ion conservent leur capacité de stockage durant plusieurs années. Une fois récupérées, il est donc possible de les transformer en accumulateurs stationnaires. Assemblées, elles forment alors une installation de grande capacité qui aura pour rôle de stabiliser le réseau électrique. Un tel projet existe en Allemagne initié par une alliance Bosch, BMW et Vattenfall. Le premier accumulateur de 2 mégawatts, utilisant plus d'une centaine d'anciennes batteries de voitures, est d'ores et déjà en phase de construction à Hambourg et sera mis en service à la fin de l'année 2015.

Il faut souligner, enfin, que le domaine des batteries embarquées ne se limite pas à l'automobile. L'aéronautique est en pleine réflexion sur le sujet. Le voyage de Solar Impulse

démontre, dans des conditions certes très spécifiques, qu'il est possible de faire voler un avion jour et nuit avec l'énergie fournie par des cellules solaires et des batteries. Mais, au-delà de cette expérimentation, les industriels réfléchissent avec les organismes de recherche sur l'hybridation des avions avant de pouvoir envisager la phase d'électrification.

La filière hydrogène

La filière de stockage par hydrogène fait l'objet de nombreuses recherches et expérimentations. Pour apprécier le chemin parcouru et les objectifs à atteindre à moyen voire à long terme il est important de partir d'une analyse verticalisée prenant en compte l'ensemble du processus.

Il faut se préoccuper, en amont, de la production d'hydrogène sans émissions de CO₂. Aujourd'hui, sur les 60 millions de tonnes produites dans le monde, 95 % le sont à partir du gaz naturel en cassant la molécule de méthane. Évidemment, cette opération est émettrice de CO₂. La majeure partie de cet hydrogène est utilisée dans la pétrochimie et la chimie de synthèse (ammoniac pour produire des engrais notamment).

Depuis quelques années s'est développée une autre filière de production permettant d'extraire l'hydrogène de l'eau via la technologie de l'électrolyse. Si elle ne représente encore que 4 % de la production, cette technologie n'émet pas de CO₂ autre que celui qui est généré par l'électricité utilisée. Dans un pays comme la France dont l'électricité est largement décarbonée, le recours à l'électrolyse présente un bilan carbone intéressant.

Par ailleurs, l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique comporte des avantages du fait de sa densité énergétique. Il y a trois fois plus d'énergie dans un kg d'hydrogène que dans un kg de méthane ou dans un litre d'essence. C'est la raison pour laquelle l'industrie spatiale s'est très tôt tournée vers lui.

En revanche, l'une des contraintes principales de l'hydrogène est qu'il doit être fortement comprimé pour pouvoir être utilisé. Classiquement, il est transporté à 200 bars et les véhicules électriques à hydrogène l'utilisent entre 300 et 700 bars. Ces technologies, qui émanent de l'industrie aéronautique, sont considérées comme parfaitement maîtrisées aujourd'hui. Nous verrons plus loin que de nouvelles technologies de stockage à basse pression ont été mises au point.

À partir de la production décarbonée de l'hydrogène, une filière énergétique commence à se mettre en place.

L'hydrogène est un vecteur multimodal. Après sa production, il doit être stocké avec différents procédés puis il peut être converti pour produire de l'électricité qui peut être utilisée dans le réseau ou pour des besoins délocalisés ou encore pour la mobilité.

Il faut noter que la France possède des atouts majeurs dans la filière hydrogène. Le CEA-Liten est considéré comme l'un des meilleurs organismes de recherche au monde. La société Air Liquide est un leader mondial dans le champ industriel. Le groupe AREVA est très actif dans la gestion énergétique à base d'hydrogène. Plusieurs PME technologiques particulièrement innovantes développent des technologies prometteuses (Mc Phy, SymbioFcell issues d'une coopération avec le CEA et le CNRS, etc.).

La démarche générale de la filière est d'investir l'ensemble de la chaîne de valeur - électrolyseurs, piles à combustible, stockeurs, etc. - et de déployer des réalisations dans

les domaines où, sans attendre sa maturité économique prévisible, l'hydrogène peut dès aujourd'hui, dans des conditions particulières et pour des utilisations particulières, s'imposer comme une solution rentable. Il s'agit d'adopter une approche progressive permettant de s'intégrer dans des écosystèmes industriels déjà constitués avec la volonté d'étendre le champ au rythme de la maturation technico-économique des solutions hydrogène.

L'hydrogène-énergie et le stockage stationnaire

Un des atouts importants de l'hydrogène est qu'il peut facilement s'adosser aux énergies renouvelables.

La description de la plate-forme d'expérimentation Myrte (Mission hydrogène renouvelable pour l'intégration électrique) permet de comprendre comment peut fonctionner un système intégré de stockage et de gestion de l'énergie électrique sous forme d'hydrogène.

Créée dans le cadre du programme H2E (Horizon Hydrogène Énergie) à l'initiative du CEA, de l'Université de Corse et d'AREVA avec le soutien de la collectivité territoriale de Corse, de l'Union Européenne et d'Oséo, la plateforme expérimentale est située près d'Ajaccio en bord de mer.

L'électricité est produite à partir du solaire. Une centrale photovoltaïque de 560 kW est connectée à une chaîne hydrogène composée d'un électrolyseur, de cuves de stockage et d'une pile à combustible de 100 kW. Cet ensemble est directement relié au réseau.

On y expérimente différentes stratégies de gestion de l'énergie et de pilotage des sources telles que la contribution des installations à la pointe du soir alors que la centrale solaire ne produit plus.

Ainsi, l'ensemble permet :

- la production d'hydrogène et d'oxygène par électrolyse de l'eau ;
- le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène et d'oxygène ;
- la production d'énergie électrique et thermique via la pile à combustible.

Le rendement électrique global de l'installation est actuellement de 35 % et tend à augmenter. Il devrait atteindre 45 % d'ici quelques années.

Sur un plan plus général, deux technologies existent aujourd'hui : une technologie « basse température », une technologie « haute température » (700°C). L'une ou l'autre peut être choisie en fonction du cahier des charges d'une opération.

Le CEA a développé un système intégré d'électrolyse à haute température présentant un rendement de 90 %, ce système affiche une des meilleures performances mondiales.

Une de ses applications possibles pourrait être, à terme, la mise sur le marché d'un nouveau type de chaudières qui produiraient à la fois de la chaleur et de l'électricité y compris pour des usages domestiques.

Différents modes de stockage de l'hydrogène existent.

Le mode gaz sous pression, d'une part, qui est particulièrement employé, nous le verrons ci-après, pour les technologies embarquées : industrie spatiale ou véhicule électrique.

Le mode solide, d'autre part, sous forme de galettes d'hydrures métalliques qui ont la capacité d'absorber l'hydrogène constituant ainsi une véritable « éponge à hydrogène ». Ce procédé a été mis au point par la société Mc Phy. Avec ces galettes de 30 cm de diamètre et

de 1 cm d'épaisseur insérées dans un container, il permet de concentrer une grande quantité d'hydrogène à basse pression et de manière réversible. Il constitue une solution de stockage particulièrement prometteuse.

Celle-ci est déjà utilisée dans des industries consommatrices d'hydrogène pour utiliser la production « d'électricité fatale » (c'est-à-dire qui est perdue si elle n'est pas utilisée immédiatement) afin de décarboner la production d'hydrogène industriel tout en évitant les livraisons par camions. Évidemment, elle est également très adaptée à l'alimentation de piles à combustibles pour des activités stationnaires connectées au réseau.

Les efforts de recherche/développement sur les piles à combustible se sont notamment concentrées sur la diminution importante des teneurs en catalyseur. Celui-ci est en effet le platine qui est directement responsable du coût élevé de ces piles. En nanostructurant le platine, le Liten a mis en place des techniques permettant de le disposer au niveau atomique exactement là où il est utile. Ce faisant, il a réussi à diviser par dix la teneur en platine des piles. Les travaux portent désormais sur l'industrialisation du procédé en coopération avec des entreprises de la chimie. Ils visent également à améliorer les performances des membranes ainsi que des plaques métalliques, composants essentiels de la pile.

À ce jour, les technologies hydrogènes stationnaires ne sont pas encore en phase de pleine maturité techno-économique. Elles restent chères (un peu moins de 500 €/MWh) et leur rendement électrique n'a pas encore atteint son optimum. Cela dit, elles possèdent des atouts importants. Leur ratio énergie/puissance présente un grand potentiel, elles autorisent un stockage de longue durée, l'hydrogène est déjà utilisé dans d'autres activités. La mobilisation de nombreux acteurs de la recherche et de l'industrie autour de cette filière laisse penser qu'elle présente un potentiel de développement que notre pays ne peut négliger et cela d'autant plus qu'il y compte plusieurs protagonistes de premier plan.

Le power to gas

L'une des voies envisageables pour l'utilisation de l'hydrogène est de l'injecter dans le réseau de gaz naturel.

Cette approche présente plusieurs avantages. Le réseau de gaz permet le stockage de quantités considérables d'hydrogène. Selon les sources, on peut aller de 5 % à 15 % ; le taux optimum se situant aujourd'hui à 2 %, selon les opérateurs, mais des expérimentations sont réalisées à Dunkerque à un taux de 20 %.

Ainsi, de l'hydrogène produit par l'utilisation d'électricité excédentaire de renouvelables variables peut être injecté dans le réseau de gaz et contribue à l'utilisation d'un gaz partiellement décarboné tout en diminuant la consommation de gaz fossile.

Le système peut être encore amélioré si l'hydrogène est utilisé pour fabriquer du gaz synthétique par le procédé de la méthanation qui conduit à utiliser un méthane artificiel dont le bilan carbone est neutre. La méthanation consiste en effet à capter du CO₂, à le combiner avec de l'hydrogène pour générer du méthane et de l'eau. La combustion du méthane et la production de CO₂ qu'elle provoque est donc compensée en amont par la captation initiale de ce dernier.

Ainsi, en transformant de l'électricité excédentaire en méthane de synthèse injecté dans le réseau de gaz, on met en œuvre une solution de stockage utilisant des infrastructures existantes. L'électricité initiale, transformée en gaz via l'hydrogène, peut ainsi faire l'objet

des mêmes applications que le gaz : chaleur ou utilisations industrielles en substitution du pétrole, par exemple.

Dans la période présente, l'Allemagne a pris de l'avance dans la mise en œuvre de ce procédé. Des projets pilotes sont à un stade de développement avancé (Projet Enertrag à Prezlau, E.on à Falkenhagen, Audi à Wertle pour la production de « méthane de synthèse éolien » visant à alimenter un modèle de véhicule à gaz). Plus largement, il existe une vingtaine de projets dont la moitié en injection directe dans le réseau de gaz. Aucun n'est encore au stade industriel. L'état actuel est plutôt celui des démonstrateurs préindustriels.

En France, les projets (Hydromel, Déméter...) sont encore au stade de la recherche. GRTgaz a un projet de démonstrateur à l'étude avec plusieurs partenaires (Mc Phy et RTE notamment) qui n'est pas encore concrétisé.

L'électrolyseur occupe une place déterminante dans la maturation technologique du *power to gas*. Actuellement, il existe 3 principales technologies d'électrolyseurs : Alcalines, PEM (*Proton Exchange Membrane*) et SOEC (*Solid Oxyde Electrolyser Cell*). La première est une technologie mature déjà largement diffusée dans l'industrie. La deuxième est plus récente. Elle est dérivée des piles à combustible. Elle présente l'avantage de ne nécessiter aucun produit chimique. Si elle reste aujourd'hui réservée aux petites installations, elle fait l'objet de travaux visant à la développer. La troisième, utilisant l'électrolyse à haute température, est au stade du laboratoire. Elle devrait, à terme, obtenir des rendements supérieurs.

Il existe également différentes technologies pour les méthaneurs. Elles sont plutôt centrées sur des échangeurs à tubes en Allemagne alors qu'en France sont développées des technologies d'échangeurs à plaques.

Concernant le captage du CO₂, plusieurs acteurs industriels français travaillent sur le sujet tel qu'EDF, Air Liquide ou Total.

Les performances énergétiques sont intéressantes. Selon une étude commandée par l'ADEME en septembre 2014 (hydrogène et méthanation), elles *« sont de l'ordre de 70 % pour l'hydrogène et 55 % pour le méthane mais, si l'on valorise la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions, ces rendements peuvent monter jusqu'à plus de 85 %. Sur le moyen-long terme, ces performances hors valorisation de la chaleur pourraient être fortement améliorées avec un rendement de 80-85 % pour l'électrolyse et de 60 à 75 % pour la production de méthane »*.

La compétitivité économique n'est, en revanche, pas encore acquise. Avec un coût de production aux environs de 100 €/MWh, la filière de l'hydrogène injecté dans le réseau de gaz se situe dans la fourchette des bio-gaz actuels (de 45 à 125 €/MWh selon les conditions de production) mais cela reste en moyenne trois fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel (au moment de l'étude ADEME).

La filière méthanation se situe quant à elle encore très largement au-dessus de ces niveaux mais elle devrait atteindre les tarifs actuels des biogaz (125 €/MWh) vers 2020. Avec toute la prudence qu'il convient d'observer pour les prévisions long terme, les coûts de production de la filière hydrogène seraient environ 1,7 fois plus élevés que le prix de gros du gaz naturel fossile en 2050. La filière méthane de synthèse se situerait, quant à elle, dans une fourchette de coût entre 2 et 3,5 fois plus élevée que le prix du gaz naturel fossile.

Bien évidemment, l'évolution du prix et de la fiscalité du CO₂ pourrait contribuer à faire évoluer ces comparaisons.

Selon l'étude de l'ADEME, les hypothèses de montée en puissance du *power to gas* pourraient atteindre de 20 à 73 TWh à l'horizon 2050 soit plus que les énergies transitant actuellement dans les STEP. Pour mémoire, la production totale d'électricité en France en 2013 est de 551 TWh et la consommation de gaz naturel de 487 TWh.

En tout état de cause, le *power to gas* est partie intégrante des solutions d'avenir pour le stockage saisonnier de l'énergie électrique. Il ne fait aucun doute que ses technologies constitutives atteindront leur maturité mais dans des délais qu'il est encore difficile de préciser.

La comparaison avec le coût du gaz fossile est réductrice. Le *power to gas* inclut une fonction de stockage de l'énergie électrique qui doit être valorisée. Il permet le développement de la filière hydrogène dans laquelle la France possède des atouts majeurs.

Par ailleurs, tout en contribuant à faire baisser nos importations de gaz naturel fossile, il permet de produire de l'énergie partiellement ou totalement décarbonée, ce qui nous ramène à l'un des objectifs les plus importants de la transition énergétique.

Cette dernière doit organiser la décroissance rapide de nos émissions de gaz à effet de serre. Elle doit privilégier les sources d'énergie non émettrices dont les énergies renouvelables. Quand cela n'est pas possible immédiatement, il est nécessaire de remplacer des sources très émettrices (pétrole, charbon, etc.) par des sources moins émettrices. C'est dans cette logique que le gaz a un rôle à jouer pour un bilan global en ligne avec la division par 4 de nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Le stockage par l'hydrogène et la mobilité

L'utilisation des technologies hydrogène appliquées au véhicule électrique fait l'objet d'une recherche-développement particulièrement active en Europe, aux États-Unis et en Asie.

Il faut rappeler que l'hydrogène est déjà utilisé depuis longtemps dans le spatial, c'est-à-dire dans une industrie de pointe où les enjeux économiques et parfois politiques autorisent des coûts élevés pour des niveaux de sophistication technologique portés au plus haut point.

Avec le défi climatique, la question est de développer les technologies de stockage et de propulsion hydrogène pour les déplacements les plus quotidiens afin de réduire leur impact environnemental. L'industrie automobile est bien évidemment concernée au premier chef, mais des véhicules légers (vélos électriques, triporteurs etc.) sont également inclus dans les expérimentations en cours.

Après une phase où le véhicule à hydrogène a surtout connu des applications portant sur des bus expérimentaux, sur des grands engins de manutention portuaire ou sur des chariots-élévateurs, plusieurs des grands constructeurs automobiles investissent dans des modèles de voitures électriques à hydrogène. Honda, Audi Volkswagen, Hyundai sont de ce nombre. Toyota vient de lancer la première voiture destinée au grand public, la Mirai (« avenir » en japonais), Renault-Nissan, Ford et Daimler ont signé récemment un accord de partenariat.

Il faut noter que le véhicule à hydrogène peut être aujourd'hui commercialisé dans des zones de prix qui rendent sa diffusion possible. À titre d'exemple, la Mirai est vendue autour de 50 000 euros aux États-Unis et de 66 000 € en Allemagne. Son autonomie est également intéressante, de l'ordre de 500 km, ce qui le rend tout à fait comparable à un

véhicule thermique. De surcroît, tous les constructeurs travaillent pour augmenter cette performance.

Bien évidemment, l'objectif de décarbonation des transports qui donne sens aux efforts déployés doit être au cœur de toute la logique. Le véhicule à hydrogène ne rejette que de la vapeur d'eau et pas de CO_2 ni de CO. Son bilan carbone est donc excellent à la condition que l'hydrogène utilisé ait lui-même été produit sans dégagement de CO_2 , ce qui reste un enjeu central.

Une autre voie de développement du véhicule à hydrogène existe, il s'agit du prolongateur d'autonomie à hydrogène. Cette technologie fait en quelque sorte le pont entre les batteries et l'hydrogène. Une pile à combustible alimentée par des réservoirs d'hydrogène est installée sur un véhicule à propulsion batterie. Sa fonction est de recharger la batterie. Avec les technologies actuelles, l'autonomie du véhicule peut être portée à 300 km améliorant nettement les performances de la propulsion électrique.

Cette approche présente trois autres avantages. La pile à combustible est plus petite donc moins chère à l'achat. Sa durée de vie est plus longue puisqu'elle n'est utilisée que dans un régime extrêmement maîtrisé. Le coût de l'infrastructure de recharge est fortement réduit car la station de rechargement peut fonctionner à plus basse pression que sur les modèles tout hydrogène.

Les inconvénients sont liés au prix actuel du dispositif équivalent à celui du véhicule tant que la production en série puis en grande série ne décolle pas. Ils relèvent également du déploiement de stations-service qui seraient incompatibles avec les véhicules tout hydrogène.

Pour l'ensemble de la filière, le prix des piles à combustible devrait baisser assez rapidement du fait, notamment, de la réduction de la quantité de platine utilisé comme catalyseur. Les feuilles de route internationales de R&D visent une production de piles à combustible à des coûts comparables aux moteurs thermiques d'aujourd'hui.

Dans la même logique, si le problème du platine est résolu, l'industrialisation des piles à combustible n'apparaît pas aussi coûteuse et complexe que la fabrication de batteries.

Il reste néanmoins plusieurs verrous à faire sauter. L'un des verrous économiques est celui du coût de l'hydrogène produit à partir des EnR. Selon France Stratégie, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse reste environ deux fois plus élevé que le vaporeformage du méthane (3,7 euros par kg contre 1,5 à 2,5 euros par kg). La note de cet organisme ajoute qu'« avec de l'électricité provenant de sources intermittentes, ce coût est de trois à huit fois plus élevé (6,1 à 12,2 euros par kg) ».

L'objectif de la filière hydrogène est de porter à terme le coût du combustible hydrogène à un niveau comparable au prix de l'essence d'aujourd'hui. Selon le Liten, « un prix cible entre 5 et 10 €/kg serait acceptable, en fonction du niveau de taxation applicable. Un kg d'hydrogène permet de faire 100 km. 5 litres aux 100 km à 2 €/litre d'essence amène également à un coût d'environ 10 €/100 km ».

Mais, en tout état de cause, un tel objectif ne pourra être atteint que dans le cadre d'une économie globale de la filière pour maîtriser les coûts. Une vision multi-vecteur intégrant aussi bien les utilisations stationnaires que les utilisations embarquées est donc incontournable.

Un deuxième verrou est constitué par le déploiement des stations-service. La rapidité du rechargement en hydrogène constitue l'un des atouts de ce type de véhicules. L'opération

peut s'effectuer en 3 à 5 minutes c'est-à-dire en un temps comparable à celui d'un plein d'essence. Le problème est, en revanche celui du nombre de stations-service existantes.

Il existe environ 200 stations-service hydrogène dans le monde. La barrière de la rentabilité économique de ces stations est réelle dans l'état actuel du parc de véhicules à hydrogène. Une station-service équipée de pompe à 700 bars coûte plus d'un million d'euros. Si l'on excepte celles qui sont dédiées au rechargement des véhicules de flottes, les pompes ouvertes au public ne sont utilisées, dans l'état actuel du marché, que 2 à 3 fois par semaine. Cette sous-utilisation durera pendant une période probablement encore longue en fonction de la montée en puissance du parc. L'investissement doit donc être consenti à perte pendant plusieurs années.

Face à cette situation, les pays ont adopté des stratégies différentes. À titre d'exemple, l'Allemagne a décidé de mettre en place un réseau de stations-service hydrogène. Le projet a démarré en 2006 et il a été doté d'un budget de 1,4 milliard d'euros jusqu'en 2016 réparti entre pouvoirs publics et investisseurs privés. L'État fédéral investit à hauteur de 50 %. De grands industriels tels que Daimler, Air Liquide, Shell ou encore Total sont parties prenantes de cette opération. L'objectif est de favoriser l'émergence d'un marché pour le véhicule à hydrogène. Dans cette perspective, le financement et le développement d'un réseau de base pour les stations-service joue un rôle stratégique. Avec 26 stations en 2014, l'Allemagne rejoint ainsi le Japon, la Corée du Sud et les États-Unis tournés également vers cette énergie. Elle se positionne comme un leader européen en la matière.

La France a adopté une autre stratégie. Les acteurs de la filière et les pouvoirs publics considèrent qu'il est plus judicieux de focaliser l'effort sur les flottes, pour l'essentiel des véhicules utilitaires, qui commencent à se mettre en place en implantant la station à proximité. Ainsi, l'infrastructure correspondrait à une demande effective et sa rentabilité économique serait plus rapidement atteinte. Il apparaît évident que cette stratégie tient compte de l'orientation des constructeurs français qui ont fait le choix de ne pas s'investir à haut niveau dans l'hydrogène.

Si la France ne compte que 5 stations-service plusieurs projets régionaux ou locaux sont en phase de développement sur la base de cette approche. En région Rhône-Alpes, par exemple, le pôle de compétitivité Tenerrdis coordonne un projet baptisé HyWay de déploiement de 50 véhicules utilitaires hybrides batteries/hydrogène, autour de 2 stations de distribution d'hydrogène à Lyon et Grenoble. Le déploiement des véhicules pendant 18 mois minimum sera multi-clients et multi-usages, ce qui permettra d'obtenir le retour d'expérience attendu sur l'interaction véhicules/stations. Ce projet est soutenu conjointement par l'État (DREAL et ADEME) et le Conseil régional de Rhône-Alpes. Il s'inscrit dans les objectifs de l'Europe déclinés dans le programme régional FEDER.

Autre exemple, le département de la Manche vient d'ouvrir une station hydrogène à Saint-Lô, en même temps qu'il se dote d'une flotte de 5 Kangoo électriques à prolongateur d'autonomie par pile à combustible. Dans le même département, d'autres acteurs - dont la Poste qui joue un rôle pilote au plan national - devraient s'équiper de la même manière. Au total, une quarantaine de véhicules seront en circulation d'ici un an. À Cherbourg, une autre station devrait voir le jour en 2016. Elle alimentera une flotte de bus à hydrogène. Des bus de ce type sont également en service à Dunkerque.

Comme on le voit, les initiatives locales constituent un point d'appui réel pour la démarche de montée en puissance progressive adoptée en France.

Cela étant, il pourrait être grandement pénalisant pour notre pays de se situer complètement en marge des projets européens en cours de développement. Cinq constructeurs - BMW, Honda, Daimler, Toyota et Hyundai - et plusieurs partenaires industriels ont conclu l'année dernière un partenariat de 38,4 millions d'euros pour « *mettre en application les technologies et les infrastructures qui permettront aux véhicules équipés d'une pile à combustible de constituer une alternative viable et écologique pour la circulation européenne de demain* ».

Pour ses initiateurs, ce Projet baptisé HyFIVE a pour objectif de prouver les progrès réalisés dans ces différents domaines. Les cinq constructeurs vont mettre dans un premier temps 110 véhicules à hydrogène sur les routes avec six stations de ravitaillement dans plusieurs pays, au Danemark, en Autriche et en Angleterre. On voit mal comment la France, pays touristique s'il en est, pourrait rester durablement en dehors de cette dynamique.

Le Conseil prend acte du choix réalisé d'un déploiement progressif des stations-service à partir des flottes captives. Il demande aux pouvoirs publics, aux acteurs de la filière et aux constructeurs d'automobiles français de prendre des initiatives pour s'intégrer, ne fût-ce que partiellement, aux initiatives européennes en cours afin que la France - par absence d'infrastructures de ravitaillement - ne soit pas un *no man's land* pour les véhicules à hydrogène.

Le troisième verrou est lié à l'appréciation du grand public en ce qui concerne la sécurité des réservoirs. Le dihydrogène est très inflammable et beaucoup plus léger que l'air. Ce gaz, très volatil, se dissipe donc rapidement dans l'atmosphère en cas de fuite ce qui limite les risques d'explosion. Mais, *a contrario*, les risques de fuite sont accrus. La perméabilité des réservoirs a été l'un des problèmes majeurs que les constructeurs ont dû résoudre sur leurs prototypes.

Par ailleurs, le gaz doit être stocké sous une pression de 700 bars. Ce fait impressionne évidemment les utilisateurs. Mais, selon l'ensemble des industriels, les réservoirs sous cette pression sont complètement sécurisés. L'industrie spatiale a permis de mettre au point des stockages à 2 000 bars. Toyota indiquait, au moment du lancement de la Mirai, que celle-ci « *avait survécu à des millions de kilomètres sur piste d'essai, à dix ans de tests sur des routes publiques, dans le froid glacial ou la chaleur torride, mais aussi à de nombreux essais de chocs* ». Cela dit, il sera nécessaire que la preuve soit apportée par l'utilisation de voitures à hydrogène à des milliers d'exemplaires pour que les apaisements apportés par les spécialistes convainquent le grand public.

Appréciations globales et préconisations

L'état des lieux et les analyses que nous venons de développer conduisent à une première appréciation. S'intégrant dans un ensemble d'approches visant à diviser par 4 les émissions de CO₂ d'ici 2050 tout en intégrant dans de bonnes conditions une part largement accrue d'EnR intermittentes, le stockage de l'énergie électrique est indispensable tant pour les usages stationnaires que pour la mobilité.

L'examen de la question conduit également à formuler ou à appuyer un certain nombre d'observations et de préconisations.

Renouveler les modèles économiques et financiers du stockage de l'énergie électrique

Les modèles économiques existants valorisent mal le service rendu par le stockage. Certains acteurs de la filière énergétique peuvent, certes, constater qu'il contribue à optimiser l'équation production/consommation et peuvent, sur certaines fonctions, valoriser ses résultats.

Il en est ainsi, par exemple :

- des fonctions de transfert d'énergie entre heures creuses et heures de pointe qui permet d'éviter des arrêts ou démarrages de groupes de production ;
- du lissage de la fréquence réseau ;
- de la sécurisation du réseau par apport d'inertie à l'échelle de la seconde qui évite certaines déconnexions ;
- d'une meilleure gestion de la « réserve primaire » (quantité de puissance indispensable pour faire face aux aléas susceptibles d'intervenir sur le réseau) qui peut être assurée partiellement par des moyens de stockage plutôt que par des groupes de production alors sous-utilisés.

En revanche, une dimension déterminante est aujourd'hui grandement sous-évaluée. Il s'agit du prix du carbone. S'élevant au début de cette année à 5 euros la tonne alors qu'il valait 20 euros en 2011, ce prix est totalement désincitatif. Pourquoi faire des efforts et se tourner vers des solutions innovantes dès lors qu'il coûte si peu de cultiver le *statu quo* ? Le marché du carbone est inefficace. La déconnexion entre le signal prix qu'il donne et la gravité du problème qu'il est censé traiter entrave la dynamique qu'il est pourtant si nécessaire de mettre en œuvre.

Dans de telles conditions, le stockage apparaît comme une fonction utile à la collectivité mais dont chacun des acteurs perçoit plutôt les coûts que les bénéfices puisque ces derniers sont largement sous-évalués.

C'est pourquoi le CESE estime indispensable de fixer le prix des émissions de CO₂ à la hauteur de leurs dégâts réels. Il demande que soit pris en compte l'ensemble des coûts économiques, sociaux et environnementaux, de production et de distribution. Ces objectifs devraient être particulièrement présents dans les travaux de la Conférence mondiale de Paris sur le climat de la fin de cette année.

Sur la base de cette donnée nouvelle, il serait enfin possible de construire des modèles économiques et financiers permettant de valoriser spécifiquement le service rendu par les différents modes de stockage.

Ces avancées favoriseraient une meilleure affectation des coûts aux différentes parties concernées (producteurs, agrégateurs de stockage, réseaux, distributeurs, consommateurs, etc.). En faisant apparaître les dépenses évitées par le stockage, elles pourraient faciliter l'intervention du système bancaire pour le financement des investissements nécessaires.

Évaluer les conséquences financières des différents scénarios

Dans cette même logique il apparaît nécessaire, comme l’a demandé l’avis de notre conseil sur le projet de loi sur la transition énergétique, d’évaluer les conséquences financières des différents scénarios existant en matière d’évolution des besoins énergétiques, d’intégration des énergies renouvelables variables, de mise à niveau du réseau et de besoins de stockage. Quels seraient, par exemple, les impacts du scénario de l’Ademe, ou des quatre scénarios de RTE (« croissance faible », « consommation forte », « diversification, « nouveau mix ») ? Ces appréciations sont absolument indispensables pour étayer les choix d’investissement long terme qui seront en tout état de cause nécessaires. Ils relèvent très directement de la responsabilité d’un État-stratège.

Ne désertier aucune des technologies-phares

Dès lors que nous considérons que le stockage de l’énergie électrique est indispensable et qu’il est inscrit dans notre avenir, nous devons veiller à rester présents dans les technologies phares mises en exergue pour la France et à rester en état de veille technologique dans celles qui n’apparaissent pas aujourd’hui aussi prometteuses ou en adéquation avec nos besoins.

Ce point de vue résulte de plusieurs facteurs. En l’état actuel des connaissances aucune des technologies n’apparaît comme la solution universelle. Nous sommes plutôt dans une configuration où, à la diversité des besoins, correspond une diversité de technologies. C’est en fonction de l’analyse fine des premiers, qu’une solution peut être déterminée prenant en compte les différentes dimensions techniques, géographiques, économiques, environnementales, sociologiques, etc.

De surcroît, s’agissant de technologies en pleines mutations, nous ne devons jamais exclure l’occurrence de découvertes de ruptures impliquant de devoir nous redéployer en un temps très court. Pour que cela soit possible, il est indispensable d’avoir gardé un minimum de bases d’intervention en lien avec le saut technologique qui surgirait et de pouvoir disposer des compétences de personnels formés à haut niveau et, de ce fait, capables d’intégrer rapidement les évolutions technologiques.

On pourrait dire de manière très synthétique que le degré de maturité techno économique des technologies de stockage peut être évalué de la manière suivante.

Les STEP sont d’ores et déjà matures. Elles impliquent certes de gros investissements mais la rentabilité économique de ces derniers bénéficie d’une grande visibilité. Nous savons que des projets de développement sont possibles notamment sous forme de suréquipements de barrages existants.

L’univers des batteries est en évolution rapide, tiré notamment par les enjeux du véhicule électrique. L’utilisation stationnaire des batteries, même si elle est encore onéreuse, trouve un champ d’application particulièrement pertinent pour assurer la décarbonation du mix électrique des zones non interconnectées c’est-à-dire des territoires insulaires et de l’Outre-mer. Néanmoins, la filière doit encore être capable de faire baisser ses coûts de

manière conséquente pour s'imposer sur une certaine échelle en métropole. En effet, la qualité du réseau et les possibilités de flexibilité nouvelle conférées à ce dernier par les *smart grids* restent aujourd'hui plus efficaces.

L'hydrogène verra sa maturité se développer sur un terme plus long. C'est notamment le cas en ce qui concerne son utilisation en déstockage électrique par pile à combustible. En revanche, le stockage de l'énergie électrique par les technologies du *power to gas* peut trouver à terme plus rapproché des applications rentables économiquement. **C'est pourquoi notre Conseil estime indispensable de soutenir en France des projets de démonstrateurs *power to gas* afin que cette technologie puisse parcourir, dans notre pays sa courbe d'apprentissage.** Nous pourrions ainsi la maîtriser pleinement afin qu'elle puisse apporter au plus tôt sa contribution à la réduction des émissions de CO₂.

Il est clair que les technologies hydrogènes restent encore chères. Il convient néanmoins d'attirer l'attention sur les dangers d'immobilisme qui pourraient résulter d'une simple comparaison de coûts entre des technologies non encore matures et les technologies fossiles mises en œuvre aujourd'hui dans les conditions actuelles de valorisation du carbone.

En matière de mobilité nos réflexions s'orientent autour des considérations suivantes.

Notre Conseil soutient l'objectif d'une mutation du parc automobile vers la propulsion décarbonée (électrique ou biogaz par exemple). Cette évolution est en effet indispensable dans la perspective du « facteur 4 ».

Il est évidemment conscient que la génération actuelle de véhicules à propulsion par batteries correspond à un type d'utilisation caractérisé par un faible kilométrage journalier (véhicule urbain, véhicules de flotte pour des usages de proximité). Il estime néanmoins que les recherches sur les performances des batteries ainsi que sur les technologies de recharges peuvent ouvrir le champ des possibles.

Il est plus interrogatif en revanche sur le contraste existant entre la France et plusieurs pays très développés, dont certains de nos voisins, à propos de l'hydrogène. Ici, l'expression d'une certaine réserve, à tout le moins d'une certaine timidité ; ailleurs (Allemagne, Europe du nord, États-Unis, Japon, Corée etc.), un engagement se manifestant par des initiatives affirmées des industriels comme des pouvoirs publics.

Le choix de prioriser la propulsion électrique par batterie est parfaitement respectable et nous avons bien sûr conscience qu'il n'est ni possible ni judicieux de vouloir « *courir plusieurs lièvres à la fois* ». En revanche, nous devons veiller à ne pas créer une situation par laquelle notre pays serait marginalisé dans des technologies qui peuvent prendre une place majeure dans l'avenir.

Ce serait d'autant plus grave et absurde que nous avons la chance d'avoir à tous les niveaux de la filière hydrogène des acteurs de premier plan.

Soutenir les politiques de recherches et la R&D

Comme nous avons pu le constater, le stockage de l'énergie électrique fait l'objet d'un important effort de recherche en France, en Europe et dans le monde. Comme l'indique la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les objectifs poursuivis visent notamment à « *élaborer des technologies et des processus d'industrialisation associés compétitifs par rapport aux solutions sans stockage* ».

Les travaux portent notamment sur :

- « la réduction des pertes d'autodécharge des volants d'inertie et des super-capacités ;
- l'augmentation de la réactivité et la gamme de sites pertinents pour les STEP ;
- le rendement énergétique des CAES, via le stockage thermique ;
- la durée de vie des électrolyseurs et des piles à combustible ;
- la densité énergétique et la durée de vie des batteries électrochimiques ;
- la densité et la compétitivité du stockage thermique, via de nouveaux matériaux ».

De nombreux organismes publics sont investis dans cet effort. On peut citer notamment le CNRS et les universités, le CEA, l'Institut français de pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS), l'Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR).

La coopération de la recherche publique et de la recherche des entreprises est absolument indispensable. EDF, RTE, ErDF, GRTgaz, GrDF, Air liquide, Saft, Bolloré, les constructeurs automobiles ainsi que de nombreuses PME innovantes sont parties prenantes de cet effort.

Compte tenu de la gravité et de l'urgence des enjeux climatiques ainsi que de la nécessité de développer les énergies renouvelables, notre Conseil estime nécessaire que la recherche sur le stockage de l'énergie soit particulièrement soutenue et que les projets fassent l'objet d'un suivi et d'une priorisation de telle sorte qu'ils concourent effectivement à l'objectif du facteur 4.

Il insiste sur la nécessité de développer tout à la fois une recherche amont et une recherche technologique soucieuse de la validation des nouveaux concepts et des innovations dans une perspective de mise sur le marché et d'industrialisation.

Il souligne l'importance de la création de PME innovantes à partir d'une coopération avec le système de recherche. C'est un des moyens privilégiés pour sortir vivants de la « vallée de la mort » si souvent évoquée.

Il met l'accent sur le besoin de disposer de plates-formes expérimentales et de moyens d'essais mutualisés permettant aux différents acteurs de tester des hypothèses et d'avancer dans leurs travaux sans être bloqués par d'importants investissements qui resteraient sous-utilisés.

De même, il apparaît important que des démonstrateurs d'envergure existent pour les technologies stationnaires tant pour valider les résultats théoriques que pour constituer une vitrine internationale de notre savoir-faire dans des activités promises à un grand avenir au plan mondial.

Favoriser les coopérations

Importance de l'existence de filières industrielles

Si nous voulons que tous les bénéfices collectifs puissent être tirés du développement des moyens de stockage de l'énergie électrique et des avancées technologiques qu'ils impliquent, l'existence de filières industrielles structurées et cohérentes est indispensable.

Elle constitue notamment une des conditions majeures pour que ce champ d'activité nouveau soit porteur de répercussions positives sur l'emploi.

Dans le domaine des batteries, nous devons faire le constat que les sites de production géants ouverts ces dernières années ou envisagées pour un futur proche se situent pour l'essentiel en Asie. Cela confère toute leur importance aux sites de production présents sur notre territoire. Il est en effet primordial que, dans la mutation du secteur automobile qui s'engage, la France garde des compétences et des capacités fortes dans le domaine stratégique de la motorisation. Il serait par ailleurs inacceptable que, faute de vision long terme, notre pays soit incapable de valoriser en termes industriels le potentiel de recherche remarquable qu'il possède.

L'organisation de synergies et de solidarités est donc indispensable entre les différents acteurs de la filière automobile en devenir. Le développement du véhicule électrique doit s'inscrire d'emblée dans les recommandations faites par notre Conseil à l'occasion de l'avis de notre collègue Patrick Bailly sur *La filière automobile. Comment relever les défis d'une transition réussie* : « Il n'y aura de filière prête à relever le défi de la concurrence qu'à la condition d'une coopération positive : la valeur ajoutée doit pouvoir se dégager pour tous les maillons de la chaîne ».

Mais ce type de réflexion est valable pour l'ensemble des filières technologiques : batteries de grande capacité à usage stationnaire, filière hydrogène énergie, *power to gas*, véhicule à hydrogène, développement des STEP ou des STEP marines, etc.

Coopérations européennes

La directive européenne du 23 avril 2009 sur les énergies renouvelables incite les États membres à élaborer des plans d'action nationaux pour le développement de ces dernières. Dans ce cadre, elle leur demande de dégager des solutions pour le stockage de l'énergie.

Cela dit, à ce jour, il n'existe aucun texte européen spécifique concernant le stockage. Les initiatives en la matière sont soutenues dans un cadre plus large : interventions en faveur des énergies renouvelables ou des objectifs du paquet climat-énergie (réduction des émissions de gaz à effet de serre).

Malgré l'absence préjudiciable d'une approche spécifique, les actions de coopération européennes sont nombreuses et diversifiées. Sans vouloir en dresser un panorama exhaustif, il est utile, pour illustrer leur nature, d'en donner quelques exemples :

- le projet « stoRE » composé de neuf partenaires issus de sept pays différents (Allemagne, Autriche, Grèce, Irlande, Belgique, Espagne et Danemark) a étudié les conséquences possibles de différentes technologies de stockage sur l'environnement dans des sites des pays concernés, aboutissant à des résultats variables selon les régions ;
- le projet Ingrid dont le pilote est la société Mc Phy qui a construit dans la région italienne des Pouilles, en coopération avec Enel, la plus grande capacité de stockage d'hydrogène jamais raccordée à un réseau électrique (39 MWh) ;
- le Fonds Européen de développement régional (FEDER) appuie des initiatives de déploiement d'infrastructures de recharge pour les véhicules électriques.

Par ailleurs, des coopérations bilatérales existent entre la France et plusieurs pays (par exemple la Roumanie) mais, indéniablement, celles qui ont le plus de contenu et de portée sont les coopérations franco-allemandes.

Elles viennent de franchir un nouveau pas avec l'introduction, dans la déclaration commune Franco-allemande sur l'intégration économique du 31 mars 2015, d'un objectif stockage rédigé comme suit : *« Le stockage de l'énergie dans des applications fixes et mobiles sera amené à jouer un rôle décisif pour l'avenir industriel de l'Europe. Le stockage de l'énergie est de plus en plus important, tandis que la production de cellules de batteries devient un enjeu crucial de la nouvelle chaîne de valeur qui se forme autour de la mobilité électrique. Les industries française et allemande pourraient coopérer afin de mettre au point des technologies pour la production de cellules de batteries en Europe (par exemple en mettant en place une « usine-pilote » innovante) ».*

Cela dit, notre Conseil est convaincu que ces coopérations pourraient devenir beaucoup plus efficaces si elles étaient appuyées par l'existence d'une stratégie européenne affirmée de manière explicite. Plus généralement, il réaffirme l'impératif d'une politique européenne de l'énergie fondée sur la réponse aux besoins et sur la préoccupation partagée du facteur 4.

Au plan mondial, les coopérations ne sont pas vraiment structurées au niveau des États mais passent essentiellement par des accords entre firmes. Ces dernières ont pour objectif de renforcer leur présence sur tel ou tel segment technologique et/ou de marché.

On peut cependant regretter que les efforts ne soient pas plus coordonnés pour accélérer la mise aux point de nouvelles technologies de stockage mobile ou stationnaire permettant de renforcer la lutte contre les émissions de CO₂.

Pour le CESE, le stockage de l'énergie électrique doit faire l'objet d'avancées significatives dans la mobilisation des États à l'occasion de la COP21.

Importance particulière du stockage de l'énergie électrique pour l'Outre-mer

Les spécificités des départements, régions et collectivités d'Outre-mer confèrent une importance toute particulière à la question du stockage de l'énergie électrique. Les DROM-COM sont des territoires non interconnectés. De ce fait, il leur est impossible de bénéficier des effets régulateurs d'un vaste réseau électrique tel que nous le connaissons en métropole. Ne pouvant bénéficier de l'effet de « foisonnement » des sources de production, leurs réseaux sont donc plus fragiles. Des moyens performants de stockage sont donc précieux pour équilibrer production et demande.

Par ailleurs, la production de base dans ces territoires reste fortement carbonée, à base de pétrole et de charbon. Le recours aux énergies renouvelables y est par conséquent encore plus impérieux qu'ailleurs.

Il faut rappeler, en outre, que- du fait de leur sous-équipement initial et de la croissance démographique- ces territoires se caractérisent sur le plan énergétique par une augmentation de la consommation bien supérieure à celle de la métropole : augmentation de 3,8 % par an en moyenne pour l'ensemble des DROM à comparer à une moyenne de 1 % par an en métropole.

De surcroît, dans le souci de maintenir la stabilité du réseau, l'intégration des EnR intermittentes (solaire et éolien) est limitée à 30 % par l'arrêté ministériel du 23 avril 2008. Dans de telles conditions, le recours aux moyens de stockage est indispensable.

Depuis plusieurs années, des expérimentations se sont développées qui visent à coupler des solutions de stockage et le déploiement de systèmes intelligents de régulation de la demande et de l'offre (*smart grids*).

On peut mentionner notamment :

- le Projet MILLENER à La Réunion et en Guadeloupe (ainsi qu'en Corse puisqu'au plan électrique la Corse fait partie des zones non interconnectées) qui associe sept partenaires (dont EDF, Schneider et Saft), pour un coût total de 30 M€. Il s'agit de contribuer à réduire les consommations des usagers grâce à un système intelligent de stockage par batteries associé à des panneaux photovoltaïques qui permet d'injecter une énergie solaire lissée sur le réseau, de contribuer à l'équilibre de ce dernier et aux participants à l'expérimentation d'autoconsommer l'énergie qu'ils produisent tout en étant secourus en cas de panne ;
- les projets Pegase et Toucan menés à bien par EDF. Pour le projet Pégase une batterie de 1 MW sodium-soufre est testée sur le réseau électrique réunionnais. Pour le projet Toucan en Guyane, des fermes photovoltaïques avec stockage sont installées. Ces projets permettent d'évaluer l'efficacité et les coûts du transfert d'énergie produite par le photovoltaïque vers la pointe de 18h00-20h00, ainsi que de valider le lissage de l'intermittence ou les services système de maintien de la fréquence réseau. Ils permettront d'asseoir plus solidement les développements futurs du stockage. L'une des conclusions qui s'en dégage déjà est qu'en cumulant les trois fonctions ci-dessus mentionnées les batteries peuvent atteindre une rentabilité économique acceptable ;
- indiquons également que des projets de STEP marines sont envisagés à la Guadeloupe et à la Réunion. Ce qui nous renvoie à la nécessité d'un processus effectif de concertation avec les populations concernées.

C'est en poursuivant avec dynamisme la mise en œuvre d'une politique d'innovation technologique et sociétale que les DROM-COM pourront assurer leur autonomie énergétique dans des conditions satisfaisantes.

Élaborer un cadre juridique adapté aux spécificités du stockage

Il n'existe aujourd'hui aucun cadre juridique tenant compte des missions d'utilité collective du stockage et adapté à ses spécificités. C'est indéniablement un frein à son développement.

Comme nous l'avons vu, il n'existe pas de cadre régulateur clair à l'échelle européenne pour le stockage. De plus, le primat du principe de concurrence tend à entraver les logiques d'optimisations du système énergétique, logiques dont les opérations de stockage/déstockage sont partie intégrante.

Par ailleurs, l'absence de cadre juridique conduit à traiter les opérations de stockage par assimilation à d'autres réalités. Ainsi, l'exploitant d'un système de stockage est considéré comme un consommateur au moment où il soutire de l'électricité pour la stocker, puis il est considéré comme un producteur au moment où il la réinjecte dans le réseau. Le résultat est qu'il doit s'acquitter deux fois des frais d'accès au réseau.

Le projet de loi sur la transition énergétique a pointé ce problème. Une disposition y a été intégrée qui prévoit que le Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE) sera réduit d'un pourcentage fixé par décret « pour les installations permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation de stockage et sans excéder 50 % » Notre Conseil soutient cette disposition et espère qu'elle figurera dans la loi votée.

Plus globalement le CESE préconise qu'un cadre juridique clair national et européen soit élaboré pour le stockage à partir de ses spécificités, de la prise en compte de ses missions d'intérêt général ainsi que de l'objectif d'optimisation du système électrique et énergétique.

Un cadre réglementaire s'avère également indispensable pour l'intégration des systèmes de stockage au sein des bâtiments (exemple des batteries). Aujourd'hui en effet, les professionnels n'ont pas de lignes directrices suffisamment précises en la matière.

Il est également nécessaire de ne pas appliquer à des réalités nouvelles des réglementations qui leur sont inadaptées. À titre d'exemple, installer une pompe de rechargement hydrogène implique de passer par un parcours d'autorisation identique à celui d'un site industriel classé à risque. Une réglementation spécifique s'avère par conséquent indispensable.

Dans le même esprit, les travaux de normalisation et de standardisation doivent être amplifiés et accélérés afin de favoriser l'émergence de solutions sécurisées aux plans technique, sanitaire et juridique.

Conclusion

Pour notre assemblée, le stockage de l'énergie électrique est indispensable dans une transition énergétique ayant pour objectif de diminuer drastiquement les émissions de CO₂ tout en répondant aux besoins des populations et de l'économie.

En ce qui concerne l'intégration des énergies renouvelables intermittentes le stockage prendra toute son importance autour de 2030. Il s'agit d'un horizon assez court dans l'univers de l'énergie. Le CESE considère qu'il est urgent de créer la dynamique indispensable pour s'assurer que les technologies envisageables et les investissements nécessaires seront au rendez-vous aussi bien pour soutenir les réseaux que pour répondre à des besoins décentralisés.

C'est, en revanche, dès aujourd'hui que les technologies de stockage de l'énergie électrique doivent se développer pour contribuer, au niveau requis, à la décarbonation de la mobilité.

Dans ces perspectives, nous devons faire le constat que le degré de maturité des diverses technologies est très inégal et que leur modèle économique reste incertain. De surcroît, aucune approche technologique n'apparaît susceptible d'apporter une réponse unique face à la variété et à l'hétérogénéité des problèmes posés. De même, il est largement prématuré de décréter que telle ou telle de ces approches doit être écartée. C'est pourquoi la France et l'Europe doivent rester présentes dans chacune d'entre elles. Pour notre pays, travailler et investir dans les domaines des STEP, des batteries et de la filière hydrogène semble particulièrement pertinent.

Sur la base de cette analyse, le CESE estime nécessaire d'agir à plusieurs niveaux afin de :

- soutenir la recherche amont comme la recherche technologique ;
- favoriser le passage de la recherche à l'industrialisation ;
- renouveler les modèles économiques et financier en fixant le prix des émissions de CO₂ à la hauteur de leurs dégâts réels ;
- promouvoir les coopérations européennes ainsi que les coopérations au sein des filières technologiques ;
- élaborer un cadre juridique adapté aux réalités du stockage ;
- favoriser l'appropriation par les collectivités et les entreprises des enjeux du stockage ;
- construire les cursus de formation appropriés.

Au-delà de ses préconisations, le CESE souligne que la préservation, au meilleur niveau, des équilibres climatiques est un des principaux défis auxquels doit faire face l'humanité. Le développement du stockage de l'énergie électrique fait partie des moyens dont nous disposons pour y répondre avec succès.

Déclaration des groupes

Agriculture

Le groupe a beaucoup apprécié le travail approfondi mené sur cet avis ; les auditions d'experts, choisis avec pertinence, ont apporté une matière première essentielle à la réflexion de la section.

Le texte en lui-même est extrêmement riche d'enseignement. Il offre un panorama très complet des nouvelles sources d'énergies et des différentes techniques envisagées pour les stocker.

Pour le secteur agricole, les progrès pour un stockage de l'énergie sont d'un enjeu crucial. En effet, disposer d'une énergie constante, notamment pour les exploitants qui se trouvent dans des zones mal desservies par le réseau électrique, est fondamental pour assurer la pérennité de l'activité agricole. Par ailleurs, ainsi que le souligne l'avis, le développement des énergies renouvelables ne pourra se faire qu'avec des solutions de stockage efficaces.

De plus en plus d'exploitants agricoles ont fait le choix de produire des énergies renouvelables pour leur propre usage ou pour les réinjecter dans le réseau. Nous sommes donc favorables à toutes les recherches qui permettront d'innover dans le domaine du stockage ; ces recherches doivent absolument être menées dans un cadre européen.

Il nous semble également nécessaire de mener cette dynamique par la constitution de filières solides ainsi que le propose l'avis. Nous approuvons qu'une stratégie européenne puisse être déterminée en la matière pour mener, sur le long terme, une politique efficace.

Nous estimons, enfin, que la question ne doit pas être traitée de manière isolée mais qu'elle doit être prise en compte dans toutes les politiques publiques de maîtrise de l'énergie et bénéficier d'une approche multi-acteurs. Permettre l'accès de tous à une énergie constante, engager une rationalisation de la consommation, développer des réseaux intelligents sont des objectifs à poursuivre en parallèle des initiatives prises en faveur du stockage.

Nous souhaitons rappeler que pour pérenniser l'engagement et la mobilisation des acteurs, il est indispensable de renforcer et stabiliser les politiques conduites dans le secteur. Il faut donner de la visibilité et de la sécurité à la fois sur le cadre réglementaire et sur les investissements dans les économies d'énergie et la production d'énergies renouvelables. Il faut aussi mettre en place un accompagnement des exploitants pour les aider à poursuivre une stratégie globale cohérente entre production et consommation, en tenant compte des différents profils d'exploitations. Il faut enfin poursuivre et améliorer les dispositifs existants (plan de performance énergétique, certificats d'économie d'énergie, Fonds chaleur de l'ADEME).

Le groupe a voté l'avis.

Artisanat

Face au défi de la lutte contre le changement climatique, la France s'est fixée des objectifs ambitieux en termes énergétiques.

Plusieurs leviers doivent permettre de concourir à cette évolution : la mobilisation en faveur de l'efficacité énergétique dans les secteurs les plus énergivores (bâtiments, transports, industrie), une meilleure rationalisation de nos modes de consommation, ou encore l'accroissement de la part des Énergies renouvelables (EnR) dans notre *mix* énergétique.

Les enjeux sont clairs : réduire nos émissions de CO₂, et renforcer notre indépendance énergétique grâce à la production locale, tout en répondant aux besoins de la population et de notre appareil productif.

Dans cette trajectoire de transition énergétique, le stockage de l'électricité s'avère être un outil essentiel.

Il représente en effet un intérêt majeur à plus d'un titre.

Tout d'abord, pour tirer pleinement parti des EnR au sein du réseau de distribution d'électricité.

Face à une production électrique plus variable et dépendante des conditions météorologiques, il s'agit d'être en capacité de stocker les surplus produits quand la demande est basse. C'est la condition nécessaire pour permettre aux énergies vertes de déployer tout leur potentiel, en assurant la satisfaction des besoins de consommation dans des conditions satisfaisantes de sécurité et de continuité.

Favoriser l'électrification du parc routier est l'autre enjeu du stockage et mobilise tous les constructeurs.

Toutefois, malgré l'augmentation considérable des performances sur les batteries au Lithium, de nombreux obstacles restent à surmonter pour un véritable déploiement du « tout électrique » : autonomie des véhicules, temps de rechargement des batteries, développement de bornes de recharge, mais aussi prix d'achat de voitures « propres ». Ménages, comme entreprises, seront concernés par ces évolutions.

Enfin, le stockage de l'énergie électrique, à travers les batteries, ouvre des potentialités en termes d'autonomie d'un territoire où le réseau serait moins efficace.

Plus largement, le stockage - associé au déploiement de systèmes intelligents du pilotage de la consommation - ouvre des perspectives prometteuses pour réduire la facture énergétique. Les artisans de la fabrication, de l'alimentaire, du bâtiment ou des services ne peuvent qu'y être sensibles, pour optimiser leurs charges professionnelles et améliorer leur impact environnemental.

Face à ces potentialités, il est fondamental que la France se mobilise pour une réelle montée en puissance des avancées technologiques sur le stockage de l'électricité.

Si la France est déjà bien engagée en matière de recherche et d'expérimentations, il reste indispensable qu'elle ne se laisse distancée sur aucune des technologies-phares. Il importe donc de soutenir le passage de la recherche à l'industrialisation et le développement de PME innovantes.

Or, cela suppose d'y consacrer les investissements adaptés à la hauteur des défis à relever. Y parvenir, implique de mieux valoriser les bénéfices offerts par le stockage en termes de service rendu à la collectivité et de dépenses évitées mais aussi de favoriser l'appropriation de ces enjeux par le plus grand nombre.

L'avis propose de fixer un prix aux émissions de CO₂ à la hauteur des dégâts réels.

Pour le groupe de l'artisanat, un tel objectif doit nécessairement s'inscrire dans une logique d'incitation favorable aux changements de comportement. De plus, sa mise en œuvre - qui devra être progressive - exige que les entreprises puissent disposer de matériels de remplacement moins énergivores à des conditions économiquement accessibles.

L'avis montre que le stockage de l'électricité comporte des atouts autant écologiques qu'économiques pour notre avenir énergétique et qu'il est, à ce titre, une voie incontournable.

Le groupe de l'artisanat l'a voté.

Associations

Le présent travail sur le stockage de l'**énergie électrique** s'inscrit dans la suite de nos différents avis sur les énergies et la préparation de la Conférence climat Paris 2015. Dans le respect des principes que nous avons déjà adoptés, il apporte un élément indispensable à l'exigence, formulée et objectivée, de diminuer drastiquement les émissions de gaz à effet de serre pour préserver l'équilibre climatique.

Les différentes technologies de stockage d'électricité (pompage/turbinage, air comprimé, volant d'inertie, hydrogène, batteries, thermique, supercondensateurs) offrent des avantages différenciés en raison de leur puissance ou de leur temps de décharge, de la présence plus ou moins importante d'unités de production d'énergies renouvelables, du lieu géographique. Sur ce dernier point, les territoires non interconnectés (Outre-mer et Corse) nécessitent des stratégies adaptées et il est intéressant de constater que des expérimentations innovantes y sont testées.

Trois de ces technologies méritent une particulière attention.

Les stations de transfert d'énergie par pompage constituent 99 % de la capacité de stockage de l'énergie dans le monde. Elles ont un bon rendement et la plus grande puissance ; elles sont totalement indispensables même si la stabilité du réseau électrique a besoin aussi de dispositifs plus réactifs, notamment pour intégrer les énergies intermittentes. Bien équipée, la France peut suréquiper ou optimiser son parc mais dans des conditions incertaines. Des études d'impact sont nécessaires pour analyser les évolutions possibles.

Le stockage d'énergie électrique par l'hydrogène se développe de plus en plus, surtout à l'étranger. Obtenu par électrolyse en cas de surproduction d'électricité, ce gaz se stocke facilement et peut être reconverti en électricité par l'effet pile à combustible. Il peut être utilisé directement dans un moteur à combustion interne, mais il peut également être injecté dans les réseaux existants de gaz naturel ou bien méthanisé. Le recours à l'hydrogène est utile tant au réseau qu'à la mobilité, et l'utilisation de l'hydrogène dans les transports terrestres est en pleine croissance.

Les batteries électrochimiques sont désormais incontournables pour la propulsion des véhicules, qu'ils soient hybrides ou strictement électriques. Le recours à cette technologie est une opportunité pour créer une véritable filière, sans doute en étroite collaboration avec l'Allemagne comme c'est déjà le cas, mais aussi dans le cadre d'une stratégie européenne à créer. Il faut se donner les moyens d'innovation et d'industrialisation des batteries en incluant leur recyclage : cela repose sur une politique de recherche et développement relevant des priorités à acter dans la stratégie du « facteur 4 ». L'alimentation électrique des véhicules par bornes de recharge fait déjà l'objet d'une mise en œuvre et d'un objectif ambitieux.

Pour autant, il convient de ne pas délaisser l'hydrogène et, compte tenu de sa dimension touristique, la France doit s'équiper aussi en stations de recharge.

Aucune technologie ne peut être délaissée. Cela pose un problème économique car nul ne sait laquelle sera demain rentable. On doit au moins fonder les choix économiques sur des règles justes et il est indispensable de fixer le prix des émissions de gaz carbonique à la hauteur de leurs dégâts réels.

Enfin, comme ce fut le cas tout au long de ce mandat sur les sujets de compétitivité ou d'énergie, il a toujours été question d'innovation, de transition, de mutation. Les évolutions souhaitables exigent des qualifications adaptées pour tous les niveaux et cela interpelle tant la formation initiale que tout au long de la vie. Une fois encore, nous soulignons l'importance de la culture scientifique et technique dans la maîtrise par notre pays des enjeux économiques, sociaux et environnementaux.

Le groupe des associations rend hommage au travail du rapporteur et approuve l'ensemble des préconisations. Il a voté l'avis.

CFDT

Au sein des travaux du CESE, sur la transition vers un modèle de développement durable, cet avis pointe le caractère incontournable du stockage de l'électricité pour atteindre nos objectifs en matière d'énergies renouvelables. Il est utile à la compréhension des enjeux des choix technologiques, énergétiques, qui sont aussi des choix politiques.

Cet avis relève trois constats d'importance pour guider ces choix :

- La régulation par l'interconnexion permet déjà de pallier les irrégularités et incidents de la production et d'harmoniser besoins et production entre régions. Le dispositif actuel, continental européen et d'Afrique du nord, peut intégrer le développement des EnR intermittentes jusqu'en 2030, mais au-delà, d'autres solutions complémentaires sont nécessaires, notamment le stockage de l'énergie électrique.
- Cependant, ce stockage doit aller de pair avec le développement simultané des réseaux intelligents de transport et de distribution d'électricité qui seront, en outre, une source d'économie d'énergie, au plan macro et à la portée des consommateurs.
- Aux différentes fréquences des besoins (horaire, journalière, hebdomadaire,...), selon les applications utilisatrices (portables, mobiles ou stationnaires), selon les caractéristiques (durée, rapidité de réponse, puissance...) et selon les zones interconnectées ou non (on pense à l'Outre-mer notamment), répondent différentes technologies.

L'avis montre cette pluralité de solutions technologiques possibles, à plus ou moins long terme, avec au présent les stations de pompage, seul procédé actuel, technologiquement mature et économiquement tenable.

Cette diversité est un avantage car, pour chaque technologie, des incertitudes existent en termes techniques et économiques. Il faut donc préparer le futur, comme le recommande l'avis, en ne désertant aucune des technologies et en tenant compte des spécificités de chacune.

Et cela, d'autant plus que les entreprises françaises ont une offre et des savoir-faire à valoriser, notamment à l'exportation si les besoins nationaux sont plus lointains. La CFDT y voit un potentiel de développement industriel et d'emplois.

En ce sens, le cadre législatif et réglementaire actuel, issu d'une vision centralisée, doit s'adapter à la mise en œuvre de moyens de stockage répondant à un foisonnement de la production d'électricité sur les territoires.

Il est aujourd'hui nécessaire de clarifier une stratégie à hauteur des enjeux et d'organiser une gouvernance globale de la recherche. C'est une responsabilité politique, d'autant plus qu'ensuite l'acceptabilité sociale des solutions relève de processus démocratiques.

Une coordination européenne serait, de ce point de vue, pertinente pour les programmes de recherche et pour harmoniser un cadre régulateur.

La CFDT a voté l'avis.

CFE-CGC

L'examen de cet avis s'effectue alors que notre pays n'est pas encore tout à fait déterminé sur le modèle de transition énergétique vers lequel il souhaite tendre. Le groupe de la CFE-CGC tenait à rappeler en premier lieu l'attachement de notre confédération en faveur d'un volet social et professionnel fort dans le cadre de l'adoption du projet de loi relatif à la transition énergétique. Malgré ce contexte flou, la qualité des éclairages sur le stockage donnés par le rapporteur est à souligner. Car en effet, si nous n'avons pas encore de certitudes sur le modèle de transition vers lequel nous nous orientons, il est assez unanimement admis que la place des énergies renouvelables (EnR) est appelée à grandir dans le *mix* énergétique.

Au regard de cette augmentation, le développement des systèmes de stockage de l'énergie revêt une importance majeure et donne à notre assemblée toute légitimité pour amorcer la réflexion sur le sujet. Créer ces capacités de stockage est donc indispensable. Notamment, l'éolien et le solaire pour être développés massivement réclament de grandes capacités. C'est là leur limite principale. Pour favoriser la pénétration de ces énergies renouvelables dans le *mix* énergétique et assurer la sécurité d'approvisionnement, il convient de développer des moyens répondant peu ou prou au problème crucial de l'intermittence des énergies renouvelables.

Mais avant de se lancer dans la mise au point de ces technologies, encore faut-il évaluer les besoins de la France à horizon 2030, la maturité des technologies, leur financement, leur rentabilité et la capacité pour la France de prendre une position intéressante à l'export. Ce n'est pas le cas à ce stade. Nous partageons donc la recommandation visant à court terme, non pas la mise en place massive de stockage électrique, mais à favoriser des projets R&D amont ou de démonstration afin de développer les solutions de stockage stationnaire permettant l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le *mix* de façon compétitive. Des appels à manifestation d'intérêt (AMI) permettraient aussi la promotion et la mise en place de démonstrateurs avec le soutien des pouvoirs publics, étape clef dans un processus d'industrialisation.

Dans le domaine du stockage, notre pays peut être à l'avant-garde en s'appuyant sur le *leadership* dont il dispose déjà avec des leaders mondiaux comme des start-up créatives. Une synergie avec les filières d'excellence française de l'électricité et du gaz doit être trouvée afin

de répondre aux besoins de stockage. De même les EnR thermiques pourraient présenter un intérêt en matière de coût/efficacité.

Pour créer de l'emploi durable, il convient que le modèle économique du stockage repose sur une équation durable. Il faut pour cela d'autres outils économétriques pour intégrer l'ensemble des externalités, entrant dans le coût véritable de la production de ces EnR et leur stockage. Car non contentes d'être chères et complexes, les solutions techniques de la transition énergétique ne se sont pas toutes forcément écologiques.

Afin de permettre l'investissement et le transfert des usages vers des technologies moins émettrices, nous plaçons donc pour un prix incitatif du carbone. Par ailleurs, la stratégie Bas Carbone préconisée doit absolument intégrer toutes les composantes du *mix* énergétique et leurs indispensables adaptations aux évolutions climatiques. Dans la mesure où il est question du stockage des EnR, nous plaçons enfin pour un véritable signal prix pour l'énergie. Aussi, sommes-nous favorables à une remise à plat de la contribution au service public de l'électricité et plus globalement à tous les dispositifs améliorant la transparence vis-à-vis de nos concitoyens sur les coûts, les impositions de toute nature, voir même l'application de la TVA aux taxes pesant sur l'électricité. C'est un véritable sujet de gouvernance démocratique du système énergétique. L'évolution de sa gouvernance est indispensable pour permettre l'adhésion des salariés et plus globalement des Français. Le service public doit être au cœur de la gouvernance de la transition énergétique et aller vers un modèle plus participatif dans l'ensemble du secteur énergétique, tout en veillant au maintien de la compétitivité du tissu économique et à la préservation du pouvoir d'achat, ce qui est de nature à soutenir l'emploi.

La CFE CGC a voté l'avis.

CFTC

En prenant l'engagement de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, notre pays s'est assigné une obligation de résultat. Pour y parvenir, il est impératif de définir dès à présent les moyens de réaliser cet objectif, de cerner les contraintes, d'étudier les coûts finaux que les Français devront supporter pour satisfaire leurs besoins en énergie. Si les énergies renouvelables représentent une piste intéressante, leur caractère intermittent pose un problème.

L'avis sur le stockage de l'énergie électrique présente, à cet effet, des solutions intéressantes et innovantes pour réussir la transition énergétique. Il étudie les techniques existantes selon leur maturité, leur coût, les conditions de leur développement et de leur utilisation de manière sécurisée ainsi que le niveau de la recherche en cours. L'électricité ne pouvant être stockée directement, il examine aussi les modalités et les temps de stockage/déstockage ; le problème apparaît réellement pour l'usage du véhicule électrique dont l'essor est lié à une recharge rapide de la batterie.

L'avis constate que la France, bien équipée en barrages hydroélectriques, a privilégié les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).

Il évoque ainsi les autres modes de stockage existants : chimique au moyen de l'hydrogène, thermique, inertiel et électrique.

L'avis met l'accent sur la grande qualité du réseau électrique français et son réseau d'interconnexion, couvrant les besoins du pays et assurant un approvisionnement continu et sécurisé.

Le groupe de la CFTC partage l'essentiel des préconisations d'un avis qui a le mérite de poser clairement les conditions de réussite de la transition énergétique. Nous retiendrons à cet effet quatre idées nous paraissant dominantes :

- fixer le prix des émissions de CO₂ à leur coût réel, c'est-à-dire au regard des dégâts occasionnés et à partir de cet item opérer des choix de modes de stockage. Mais, pour la CFTC, il faut étudier la possibilité de stocker du carbone, pour le réutiliser, l'ADEME ayant justement lancé un appel à manifestation d'intérêt ouvrant la voie au financement de démonstrateurs dédiés à la valorisation du CO₂ ;
- soutenir la recherche, favoriser les coopérations au niveau des PME pour bâtir des filières industrielles dans notre pays mais aussi au niveau européen ;
- investir Outre-mer pour équiper des territoires non interconnectés et qui ont de réels besoins à satisfaire pour être au niveau de la métropole ;
- évaluer les coûts des différents modes de stockage possible et leur impact final pour le consommateur.

Le groupe de la CFTC a voté cet avis en félicitant le rapporteur, qui a réussi à rendre un sujet très technique à la portée de tous.

CGT

Comment rendre le développement économique compatible avec une production et une consommation d'énergie respectueuses de l'avenir de la planète et de l'intérêt de tous les peuples ? C'est le fil conducteur de plusieurs avis votés par notre assemblée, notamment ceux sur la loi de transition énergétique et sur les enjeux de la COP21.

Refusant de se situer dans un clivage stérile entre partisans du tout nucléaire d'un côté ou partisans du tout énergies renouvelables de l'autre, le rapporteur tient le pari difficile d'éclairer les conditions à réaliser pour atteindre l'objectif de *mix* énergétique fixé par la loi, à partir d'une problématique décisive : le stockage de l'énergie électrique.

Le rapporteur aura réussi à nous le faire comprendre au travers de multiples auditions. L'avis, les annexes qui l'accompagnent, participent de l'effort pédagogique indispensable pour passer d'un sujet aussi technique à un enjeu démocratique. Démarche ô combien nécessaire pour favoriser l'appropriation par le plus grand nombre des enjeux du stockage, que préconise l'avis.

L'objectif du stockage stationnaire est d'éviter de perdre de l'électricité produite, quand la demande est inférieure à la production et, à l'inverse, quand la demande est forte, d'assurer la permanence de l'alimentation, même si une partie des équipements solaires ou éoliens n'est pas en situation de produire. L'avis souligne, à juste titre, que les besoins de stockage dépendent de la qualité des réseaux. De plus, le développement d'énergies renouvelables intermittentes pose de nouveaux enjeux : ainsi RTE prévoit que pour une proportion de 23 % d'EnR en 2020, 2 000 km d'ouvrages très haute tension devront être construits pour un coût évalué à 1,5 milliard d'euros.

En matière de mobilité, les transports représentant 27 % du total des émissions de CO₂, la propulsion électrique semble la solution la plus efficace à condition que la production

électrique nécessaire soit décarbonée, et que le stockage soit adapté aux conditions de mobilité actuelle et à venir.

La CGT se retrouve dans les différentes propositions de l'avis. Elle en souligne certaines : la fixation du prix des émissions de CO₂ à la hauteur de leurs dégâts réels et la prise en compte de l'ensemble des coûts dans une nouvelle conception des modèles économiques et financiers ; l'évaluation des conséquences financières des différents scénarii ; la nécessité de s'assurer des compétences de personnels formés de haut niveau susceptibles de s'adapter rapidement aux évolutions technologiques ; allier recherche, plateformes expérimentales aux moyens mutualisés avec la mise en place de filières structurées et d'une véritable coopération industrielle européenne.

La CGT a voté l'avis. Elle attire l'attention sur l'importance pour le futur à ce que la dimension technique des sujets n'amoindrisse pas la portée politique de leur traitement par le CESE.

CGT-FO

Le groupe FO tient à saluer la qualité du travail qui nous est soumis ainsi que l'écoute dont a fait preuve notre rapporteur tout au long de nos travaux.

Il en fallait car le sujet est plus clivant qu'il n'y paraît de premier abord. Derrière, en effet, des aspects qui peuvent paraître techniques, le sujet du stockage de l'électricité revêt, en effet, une dimension « *incontournable* » pour reprendre le titre de la saisine, au moment où le Parlement s'apprête à voter la loi de transition énergétique après des débats souvent passionnés.

Chacun le sait, l'un des débats les plus vifs porte sur l'objectif du gouvernement, soutenu par le Parlement, d'atteindre 40 % d'électricité à partir de sources renouvelables en 2030.

Nous sommes nombreux à penser que cet objectif, qui a pour corollaire la fermeture anticipée de capacités nucléaires jugées sûres par l'Autorité de sûreté nucléaire, est non seulement déraisonnable mais au surplus techniquement et socialement impossible.

La raison en est simple. Pour atteindre en effet un tel objectif de 40 %, on ne peut guère compter que sur les énergies renouvelables intermittentes c'est-à-dire l'éolien et le photovoltaïque, puisque les marges de développement de l'hydraulique, qui reste et de loin la principale énergie renouvelable au surplus non subventionnée, restent limitées même si l'avis souligne que quelques Stations de transfert d'énergie par pompe (STEP) sont possibles.

Or, la multiplication des éoliennes dans les paysages - parfois dans un environnement proche de zones d'habitat - celle des réseaux électriques, notamment à très haute tension, pour acheminer cette électricité renouvelable, les augmentations de tarifs générées par de tels choix, soulèvent de réelles difficultés.

Le réseau électrique ne pourra non plus absorber une telle profusion d'énergies intermittentes, sans compter que cela va encore amplifier des phénomènes déjà connus de prix négatifs qui montrent clairement les limites du système mis en place. Et en cette année de COP21, on sait que tels choix se traduisent aussi par une augmentation des émissions de CO₂, les centrales fossiles étant alors appelées à la rescousse pour équilibrer le réseau.

Tous ces éléments sont parfaitement documentés. Il suffit de regarder outre-Rhin

C'est pourquoi le stockage de l'énergie électrique est bien la clé de l'intégration des énergies intermittentes. C'est aussi pourquoi le groupe FO ne comprend pas l'attitude qui consiste à refuser de lier la montée en puissance des renouvelables avec de réelles percées technologiques, à des prix raisonnables pour le stockage.

L'avis documente très précisément les différentes voies de recherche en cours et demande à juste titre qu'aucune ne soit privilégiée. L'avis appelle également à soutenir les politiques de recherche et développement et rappelle l'importance des filières industrielles pour tirer parti de ces recherches. Le groupe FO partage également les préconisations de l'avis incitant à clarifier le cadre juridique pour ces technologies. Enfin, le groupe FO considère que le stockage doit être un élément à part entière du service public de l'électricité. En revanche, le groupe FO rappelle son hostilité à l'instauration d'un mécanisme de tarification du carbone par le marché et par la fiscalité. Il existe d'autres leviers pour aller vers une économie décarbonée et juste socialement.

Pour conclure, le groupe FO remercie à nouveau le rapporteur pour la qualité de son travail qui était nécessaire pour le débat public et a voté l'avis.

Coopération

Alors que la France s'engage dans la transition énergétique, la question du stockage de l'**énergie électrique** constitue un défi d'ordre technologique, économique, géopolitique et environnemental. En effet, ce qui fait l'intérêt de l'énergie, ce n'est pas seulement d'en avoir : c'est aussi de pouvoir l'utiliser quand nous en avons besoin. Si les énergies fossiles remplissent naturellement la fonction de stock, le stockage s'avère plus complexe pour les énergies renouvelables du fait de leur caractère intermittent : leur production est relayée par des vecteurs énergétiques tels que l'électricité, la chaleur ou l'hydrogène, nécessitant des systèmes spécifiques de stockage.

Avec pédagogie, l'avis dresse un état des lieux des différents modes de stockage. Le stockage de l'énergie se pratique en réalité de longue date, grâce aux barrages hydrauliques et aux Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Le développement des véhicules hybrides et électriques nécessite aujourd'hui le développement de nouvelles formes de stockage.

Pour notre pays, travailler et investir dans les domaines des STEP, des batteries et de la filière hydrogène semble particulièrement pertinent comme cela est proposé. Notre pays doit rester présent dans les technologies phares, alors que l'Allemagne a pris de l'avance dans certaines d'entre elles comme le *power to gas*. Nous partageons la nécessité de soutenir les projets de recherche sur le stockage de l'énergie et l'importance de la création de PME innovantes.

L'avis souligne le rôle crucial qu'est appelé à jouer le stockage de l'énergie dans l'essor des filières renouvelables. Cette question est, avec celle de la réduction des coûts, l'un des verrous sur lesquels travaillent électriciens et chercheurs. L'impact sur les réseaux des pics et creux de production des énergies intermittentes, décentralisées et souvent éloignées des lignes haute tension, se trouve également au cœur des défis. Le débat est amené à se poursuivre pour trouver le juste équilibre entre optimisation nationale et souplesse locale, et anticiper les investissements nécessaires pour gérer des variations de tension.

Les régions insulaires constituent, à cet égard, des laboratoires grandeur nature. Le stockage de l'électricité constitue en effet pour eux un enjeu encore plus important du

fait de leurs systèmes électriques isolés du réseau métropolitain. Amenés à réduire leurs dépendances aux ressources fossiles (chères car importées) et à exploiter davantage leur potentiel renouvelable, les départements et territoires d'Outre-mer tireraient un grand profit des technologies de stockage.

Le groupe de la coopération souhaite insister sur l'importance de la dimension industrielle et européenne. La définition d'une stratégie européenne en matière d'**énergie est impérative. Il faut en effet** favoriser les coopérations industrielles pour construire des filières structurées, par exemple dans le domaine de la fabrication des batteries sur la base d'une coopération franco-allemande, alors que cette industrie est surtout concentrée en Asie.

Comme le montre le lancement tout récent par Tesla, le fabricant américain de voiture électrique, d'une batterie pour particulier et entreprise, le stockage de l'énergie constitue un défi à relever dans un contexte mondial très compétitif et dans une société en pleine mutation. Le groupe de la coopération a voté en faveur de l'avis.

Entreprises

Cet avis traite d'un thème qui nous entraîne sur les chemins de l'innovation, somme toute, une nouvelle invitation à entrer dans un monde nouveau.

Le groupe tient à remercier notre rapporteur pour nous avoir sensibilisés, malgré la complexité technique du sujet, à l'urgence de résoudre les problématiques du stockage de l'énergie électrique, si nous voulons réussir une transition énergétique responsable...Un vrai défi !

En effet, à l'heure où nous prenons collectivement conscience du caractère limité de nos ressources naturelles, d'un environnement qui souffre de ses rejets de CO₂ et ses conséquences, nous savons que si les énergies renouvelables doivent être au cœur de notre *mix* énergétique, il nous faut, en plus de leur coût actuel, trouver des solutions de stockage pour parer à leurs défauts d'intermittence.

Notre monde, sur lequel « *le soleil ne se couche jamais* » doit trouver ses solutions scientifiques et techniques afin de sécuriser la disponibilité d'énergie à tout moment ; le stockage en est un moyen.

La question du stockage nous ramène directement à celle du réseau, dont l'objectif est d'assurer dans la durée, un accès à l'énergie électrique dans les meilleures conditions de fiabilité, de sécurité, de respect de l'environnement, de coûts soutenables pour la compétitivité économique, sur l'ensemble du territoire.

Augmenter la capacité de stockage doit permettre d'assurer la mobilité de l'homme et de la matière. La filière automobile ayant des obligations très importantes de réduction des émissions de CO₂, le véhicule électrique est un des moyens pour y parvenir. Toutefois, celui-ci a besoin de capacités de stockage d'énergie plus efficaces et à meilleur coût afin d'assurer une attractivité pour le consommateur. Il devient urgent de constituer, au niveau national, une filière industrielle puissante, dans la conception, le développement et la fabrication de batteries.

Aujourd'hui l'interconnexion des réseaux fait qu'il est urgent qu'un cadre juridique européen simple et cohérent voit le jour. L'urgence de la situation climatique nous impose

de simplifier au maximum les démarches d'autorisation nécessaires pour les installations qui ne présentent pas de risques particuliers.

Nous ne pouvons ignorer nos DOM-TOM, territoires non interconnectés, qui se trouvent dans une situation spécifique et pour lesquels la question du recours à des moyens de stockage est particulièrement stratégique.

Il est fondamental de soutenir les politiques de R&D, afin d'élaborer et de valider des technologies et des processus d'industrialisation compétitifs de stockage de l'énergie électrique, par le renforcement de la coopération de la recherche publique et celles des entreprises, parties prenantes de cette innovation.

Nous sommes conscients que le stockage de l'énergie est le maillon faible de la transition énergétique et tout particulièrement de celui de l'énergie électrique, indispensable à satisfaire les besoins de l'ère numérique, dont il faut assurer l'utilisation optimum de l'ensemble des applications issues des innovations technologiques.

Cet avis a choisi d'aborder un sujet technique très complexe mais néanmoins incontournable de la transition énergétique. Notre rapporteur a pour cela fait preuve d'une écoute exemplaire afin de nous dresser un large panorama des technologies existantes à ce jour, sans pour autant affirmer de modèles économiques acceptables. Un grand pas est franchi par les préconisations qui ne pourront échapper à nos décideurs lors de la prochaine conférence sur le climat.

Le groupe des entreprises a voté l'avis.

Environnement et nature & Organisations étudiantes et mouvements de jeunesse

Notre assemblée a eu l'opportunité de travailler à plusieurs reprises sur la transition énergétique, l'aborder sous l'angle du stockage de l'électricité était aussi pertinent qu'essentiel.

L'avis détaille les progrès déjà réalisés et l'état de l'art sur le stockage embarqué et stationnaire. Les techniques changent vite, et ces technologies qui ont transformé nos vies quotidiennes (téléphone, ordinateurs mobiles...) vont faire évoluer nos transports et nos réseaux électriques.

Pédagogique jusque dans ses annexes, l'avis montre que le stockage de l'énergie électrique jouera un rôle crucial dans la transition énergétique pour permettre le développement à très grande échelle des énergies renouvelables, y compris les sources variables dans le temps, en particulier le solaire et l'éolien.

Le Groupement intergouvernemental d'étude du changement climatique (GIEC) a montré dès 2011 dans un rapport spécial que les énergies renouvelables suffiront largement à alimenter toute l'humanité en énergie. L'an dernier, c'est l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui a présenté le solaire comme probablement « *la source d'énergie dominante* » dans trente ans.

Les avancées techniques importantes de ces sources propres d'énergie remettent en cause le modèle centralisé de production d'électricité. Assurer un approvisionnement constant des réseaux électriques est un problème d'envergure pour les ingénieurs. Nous savons grâce, notamment, à une importante étude de l'ADEME que le 100 % énergies

renouvelables est une ambition réaliste en France. Les solutions techniques sont à notre portée pour approvisionner tant notre pays que le monde avec des énergies renouvelables, d'abord pour l'électricité, puis pour l'ensemble des énergies.

C'est en partie l'intérêt de cet avis: mettre en lumière les progrès en cours sur le stockage électrique qui peuvent accélérer ces évolutions vers un système électrique soutenable.

Notre dépendance actuelle au nucléaire n'est justement pas soutenable : cette production à haut risque est basée sur une ressource – l'uranium - non-renouvelable. Elle repose aussi comme le charbon sur un modèle économique basé sur d'énormes centrales. Ce modèle est désormais impossible à amortir face au déploiement mondial des énergies renouvelables qui s'accélère, sans compter la question des déchets.

La transition - tant dans les transports que pour le réseau électrique - passe, au-delà des batteries des véhicules, par une palette de solutions : gaz, hydrogène, flexibilité des usages.

Le texte vise aussi un modèle économique qui valorise le service rendu par le stockage. Pour se développer harmonieusement, le stockage devra non seulement être soutenu par la recherche, mais aussi pouvoir s'appuyer sur des marchés permettant à des entreprises innovantes d'émerger. Pour cela, une perspective claire de transition énergétique et un régime de soutien cohérent et pérenne sont nécessaires, comme le souligne l'avis sur la transition énergétique, adopté par notre assemblée.

Ce soutien à la création de filières industrielles demande plus que des aides accrues pour la recherche. Un déploiement en grandeur réelle s'impose pour avancer dans l'apprentissage industriel et abaisser les coûts, mais aussi pour donner leur chance aux entreprises naissantes. La Californie s'est dotée d'une obligation pour le réseau de disposer de moyens de stockage (3 000 MW d'ici dix ans) avec l'objectif explicite d'ouvrir à ses entreprises un marché d'avenir. L'Union Européenne oblige les pays à s'interconnecter à 10 % de leur capacité. Seules de telles mesures volontaristes feront la différence pour notre pays et c'est sans doute une faiblesse du texte de ne pas les avoir pointées avec force.

Le texte préconise d'anticiper le recyclage du lithium, condition de la durabilité du système si on fait appel massivement à ce métal alcalin. Pour le groupe des organisations étudiantes et mouvement de jeunesse et le groupe environnement et nature, il aurait pu aller plus loin en proposant un partage mondial équitable de la ressource, la prévention des pollutions, la protection sanitaire et sociale dans les pays producteurs et la préservation de la biodiversité.

L'avis évoque la limite des 30 % d'énergies renouvelables imposée aux DOM par décret ainsi qu'à d'autres îles de la métropole. Ce plafond est contradictoire avec la demande d'autonomie de ces îles et désormais la possibilité technique d'atteindre cette autonomie. Voulons-nous réellement continuer de subventionner le fioul en y consacrant 70 % des ressources de la CSPE dépensées là-bas, au lieu de bâtir un système soutenable et plus équitable fondé sur les énergies renouvelables?

Le groupe des organisations étudiantes et mouvement de jeunesse et le groupe environnement et nature sont persuadés que l'avenir est à des réseaux bien mieux équilibrés :

- les véhicules (électriques et hybrides) doivent être complétés par une palette de moyens individuels et collectifs adaptés aux lieux et aux objectifs collectifs de mobilité et de soutenabilité ;

- de même, les réseaux électriques feront appel massivement aux énergies renouvelables, disponibles abondamment sur la planète, dans des réseaux fonctionnant à double sens pour équilibrer au mieux les ressources et les usages.

Merci au rapporteur, Alain Obadia, d'avoir rendu cette vision plus proche de nous. Le groupe des organisations étudiantes et mouvement de jeunesse et le groupe environnement et nature ont voté cet avis.

Mutualité

Dans un contexte de transition énergétique et de changement climatique, le stockage de l'énergie tient une place essentielle pour l'intégration d'une plus grande part d'Énergies renouvelables (EnR) dans le *mix* énergétique.

L'avis nous éclaire sur le sujet en faisant le point sur les différentes solutions de stockage, selon leur degré de maturité, et leurs enjeux à la fois technologiques, environnementaux et économiques.

Les pointes de consommation nécessitent de pouvoir disposer de la ressources nécessaires sans avoir recours à l'achat d'énergie. Le stockage d'énergie apporte la flexibilité nécessaire.

Il s'inscrit donc dans un contexte d'augmentation permanente des besoins et, par conséquent, de la consommation, et dans une perspective de réduction des émissions de gaz à effets de serre. L'apport de solutions adaptées, efficaces et pérennes est un objectif majeur.

La problématique des transports est une question prégnante. Nous partageons la proposition de développement des nouvelles mobilités, de l'usage des moteurs électriques, hybrides ou à gaz naturel. Cette évolution est en effet indispensable dans la perspective du « facteur 4 », pour une réduction des pollutions de l'air et de leurs méfaits sur la santé.

Si, comme on le voit, et notamment en ce qui concerne le véhicule à hydrogène, les initiatives locales constituent un point d'appui réel pour une démarche de montée en puissance progressive en France, les projets à l'échelle européenne doivent être soutenus et encouragés.

Ces coopérations doivent ainsi pouvoir s'appuyer sur une véritable stratégie européenne à la fois au niveau de la recherche et du développement industriel.

La France doit parallèlement garder des compétences et des capacités fortes dans les technologies où elle a des positions stratégiques. Notre pays doit être capable de valoriser le potentiel de recherche remarquable qu'il possède et de permettre la création d'une filière industrielle structurée, cohérente et performante. C'est à ces conditions que le développement de ces technologies sera une opportunité pour la création d'emplois.

Compte tenu de la gravité et de l'urgence des enjeux climatiques, il faut changer d'échelle pour atteindre l'objectif ambitieux du « facteur 4 », c'est-à-dire diviser par quatre nos émissions de gaz à effet de serre. Ces enjeux devraient donc être particulièrement présents dans les travaux de la Conférence mondiale de Paris sur le climat de la fin de cette année.

Le groupe de la mutualité a voté l'avis.

Outre-mer

L'éloignement des citoyens ultramarins ainsi que leur isolement géographique compromettent l'accès à l'électricité. En effet, tous les territoires ultramarins sont des zones non interconnectées. Cela signifie qu'ils ne peuvent disposer d'électricité produite sur d'autres territoires que le leur.

Le stockage de l'énergie électrique offre une palette de technologies dont le développement et la mise en œuvre pourraient considérablement contribuer au développement des territoires ultramarins. Il est l'outil devant permettre aux Outre-mer de viser l'autonomie énergétique, de préserver la qualité de leur environnement et créer de nombreux emplois.

À travers la loi sur la transition énergétique la France a confirmé le principe de la diversification du *mix* énergétique et l'objectif d'atteindre 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie dès 2020 pour toutes les zones non interconnectées.

C'est la raison pour laquelle les expériences innovantes en matière de production et surtout de stockage de l'électricité en Outre-mer doivent être fortement soutenues par les pouvoirs publics.

L'Outre-mer dispose d'atouts considérables en termes d'énergies renouvelables. Il s'agit maintenant de valoriser ce potentiel.

D'ailleurs l'avis met clairement en lumière les potentialités du stockage de l'électricité, outil indispensable du développement durable. Par conséquent, le groupe de l'Outre-mer l'a voté.

Personnalité qualifiée

Mme Hézard : « Cet avis sur le stockage de l'énergie électrique s'inscrit dans l'esprit de l'avis sur le projet de loi relatif à la transition énergétique, que Jean Jouzel et moi-même avons produit, il y a un an quasiment jour pour jour.

Nous avons gardé le même état d'esprit « constructif » et mobilisé sur le respect des engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre, sans éluder les différentes sensibilités et les points durs exprimés alors.

Cet avis développe les solutions existantes en matière de stockage de l'énergie électrique à savoir : les stations de pompage, les batteries et la filière hydrogène. Ces trois approches sont complémentaires car chacune correspond à une utilisation. La question n'est pas de choisir l'une ou l'autre. Garder le choix ouvert est un facteur de manœuvrabilité indispensable dans cette période de transition vers un autre modèle énergétique.

La possibilité de stocker l'énergie électrique est un élément incontournable pour que les scénarios de mix énergétique soient réalistes rapidement, en plus des possibilités d'ores et déjà offertes par les réseaux, devenus *smartgrids*, et les compteurs communicants.

Les recommandations de l'avis sont destinées à accompagner les différentes solutions en les intégrant dans la chaîne production/consommation. Il n'a pas été possible d'éclairer les responsabilités de tous les acteurs (producteurs, commerçants, réseaux) sur cette « brique ». Ce point sera à clarifier notamment en termes de charges financières et de responsabilité. Sur cet aspect, je regrette que le projet de loi relatif à la transition énergétique n'ait pas été l'occasion de faire un bilan sur l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence en

France, huit ans après. Ce bilan est nécessaire - tout comme le bilan sur la CSPE que nous avons appelé de nos vœux dans l'avis sur le projet de loi - pour une réelle transparence et compréhension de l'impact des décisions prises.....y compris pour le dernier maillon de la chaîne qu'est le consommateur.

J'apprécie particulièrement la complémentarité entre :

- le pilotage global du système électrique qui a permis et qui permet que tous les habitants de ce pays aient accès à l'électricité qu'ils soient dans une région dotée de production ou pas, au même coût ;
- la responsabilisation, au local, de chacun en matière de choix énergétiques et de solutions permettant de contribuer à une diminution des émissions de carbone et à une moindre consommation.

L'approche retenue par le rapporteur évite le tout ou rien, le noir ou blanc. Le temps n'est plus à ces raisonnements caricaturaux, à des affrontements dogmatiques. Il est en effet urgent d'aller vers la co-construction d'un autre modèle énergétique qui serait choisi en toute connaissance des impacts des choix faits et avec une adhésion à quelques objectifs de long terme.

L'énergie n'est pas compatible avec des choix de court terme. Et ne le sera jamais.

Notre responsabilité au CESE est de contribuer à rendre les orientations concernant la gestion des éléments vitaux, comme l'est devenue l'électricité au même titre que l'eau, l'air...résistante aux changements de court terme et centrée sur la réduction des émissions des gaz à effet de serre. C'est un engagement de longue haleine qui nous concerne tous. Je voterai pour cet avis ».

UNAF

Le présent avis ouvre des pistes accessibles et progressives permettant d'éclairer ce que serait une feuille de route vers une économie décarbonée par l'intermédiaire du stockage de l'énergie électrique.

Le groupe de l'UNAF souligne le travail documenté et pédagogique dans cet avis. Il souhaite qu'il puisse inspirer les pouvoirs publics, notamment sur la nécessité de soutenir les politiques de recherche et de R&D, sans négliger le maillon du transfert de technologie de la recherche à l'entreprise.

Si, a priori, le sujet n'est pas extrêmement familial, il ressort d'un examen attentif que les conséquences pour elles sont loin d'être négligeables. Trois sujets ont été retenus, qui concernent plus directement les familles consommatrices et citoyennes.

Quand les annexes révèlent que le réseau de transport et d'interconnexions passe par plus de 100 000 km de lignes avec des lignes à haute tension, on peut mesurer combien il est important de mettre en place une véritable concertation avec les riverains de ces infrastructures. Comme le groupe de l'UNAF a déjà eu l'occasion de le souligner au travers de l'avis sur la concertation entre parties prenantes et le développement économique, la concertation ne s'improvise pas : elle doit permettre de faire émerger une expertise plurielle où chacun participe avec sa légitimité à dire et donner son point de vue pour au final, dégager une vision d'avenir partagé sur l'implantation de ces infrastructures.

Le deuxième sujet est celui des compteurs intelligents. Le groupe de l'UNAF est partisan d'une mise en place d'une telle infrastructure énergétique intelligente et insiste sur la nécessité de protéger les données de consommation des consommateurs. Ces compteurs intelligents, avant de servir les intérêts des fournisseurs d'énergie, doivent avant tout permettre aux consommateurs, aux familles de faire des choix éclairés et de les aider à une consommation maîtrisée de l'électricité.

Enfin sur le recyclage, l'enjeu environnemental est important notamment sur la question du recyclage des batteries. L'avis fait des propositions intéressantes pour donner une seconde vie aux batteries embarquées et les transformer en accumulateurs stationnaires. En tout état de cause, dès la conception, cet impératif du recyclage doit être intégré et ce d'autant plus qu'il s'agit de déchets dangereux pour l'environnement et les populations. La responsabilité du recyclage doit être prévu en amont pour s'imposer au vendeur et ne pas au final reposer sur les seuls consommateurs.

Le groupe de l'UNAF a voté l'avis.

UNSA

Il y a indéniablement dans l'avis présenté à cette assemblée sur le stockage de l'électricité une forte composante technique. Elle pourrait très vite rebuter les non experts et les béotiens si ce travail ne s'attachait à donner à tous les éléments principaux de compréhension. Cet effort de vulgarisation nous paraît très réussi et ce n'est pas la moindre des qualités de l'avis que d'y être parvenu. Dépasser cet obstacle de la compréhension technique était indispensable pour que tous puissent aborder une problématique qui nous concerne tous car elle est bien centrale en matière de transition énergétique.

Dans le double objectif - de réduire l'émission de gaz à effet de serre pour contenir le changement climatique et d'aboutir à un *mix* énergétique intégrant davantage d'énergies renouvelables - la question du stockage est effectivement incontournable. De notre capacité collective à y répondre dépendra en bonne partie la réussite de la transition énergétique que nous devons absolument réussir.

C'est bien le stockage stationnaire qui permet de prendre en compte à la fois le caractère par définition intermittent du solaire et de l'éolien et l'impératif de stabilité et de fiabilité du réseau électrique. C'est bien encore le stockage qui est la clé d'une propulsion électrique hissée à un niveau susceptible d'agir significativement sur le transport routier qui constitue l'une des principales sources d'émission de CO₂.

Dans ces deux domaines, l'avis recense bien l'état d'avancée des dispositifs disponibles aujourd'hui - des *steps* aux batteries, sans omettre le *power to gas* - ouvrant par conséquent des raisons d'espérer. Mais il ouvre aussi des raisons de s'inquiéter devant le caractère encore non aboutis de certaines technologies ainsi que de leur modèle économique, industriel et commercial, alors même que l'ampleur et les rythmes de dégradation de la planète nécessitent une mise en œuvre d'actions tout aussi massive et rapide.

Entre l'espoir et l'inquiétude, il y a bien évidemment l'action, ce vers quoi nous guident les préconisations que l'avis met en exergue. Il y a en la matière des choix politiques à faire. Sans les préempter car ce n'est évidemment pas sa fonction, l'avis contribue bien à en poser les considérants, y compris dans ce qu'ils comportent en termes financiers.

L'UNSA partage les recommandations dans leur globalité mais nous insisterons plus particulièrement sur deux d'entre elles. D'abord sur celle concernant le niveau européen où l'on trouvera de quoi conforter la plaidoirie indispensable pour l'adoption d'une véritable politique européenne de l'énergie pensée dans une optique de développement durable. Ensuite sur celle concernant le prix du carbone dont la fixation à un niveau plus conséquent peut être un outil incitatif utile pour se tourner vers des solutions innovantes, en trempant la volonté partagée de contribuer à l'intérêt général dans le bain plus prosaïque des coûts économiques.

L'UNSA a voté cet avis et remercie le rapporteur pour sa volonté de synthèse, ainsi que les personnels attachés à la section qui ont su l'épauler dans cet exercice.

Scrutin

Scrutin sur l'ensemble du projet d'avis

Nombre de votants 161

Ont voté pour 159

Se sont abstenus 2

Le CESE a adopté.

Ont voté pour : 159

<i>Agriculture</i>	M. Bastian, Mmes Beliard, Bernard, Bocquet, Dutoit, MM. Ferey, Giroud, Pelhate, Mme Serres, M. Vasseur.
<i>Artisanat</i>	Mme Amoros, M. Crouzet, Mme Foucher, MM. Le Lann, Liébus.
<i>Associations</i>	M. Allier, Mme Arnoult-Brill, MM. Charhon, Da Costa, Mme Jond, M. Leclercq, Mme Prado.
<i>CFDT</i>	M. Blanc, Mme Boutrand, MM. Duchemin, Gillier, Mme Houbairi, MM. Le Clézio, Mussot, Mme Nathan, M. Nau, Mmes Nicolle, Prévost, M. Ritzenthaler.
<i>CFE-CGC</i>	Mmes Couturier, Couvert, MM. Delage, Dos Santos, Lamy, Mme Weber.
<i>CFTC</i>	M. Coquillion, Mme Courtoux, M. Louis, Mmes Parle, Simon.
<i>CGT</i>	Mmes Crosemarie, Cru-Montblanc, M. Delmas, Mmes Doneddu, Dumas, M. Durand, Mmes Farache, Geng, Hacquemand, MM. Mansouri-Guilani, Marie, Michel, Rabhi, Teskouk.
<i>CGT-FO</i>	Mme Baltazar, M. Bellanca, Mmes Boutaric, Medeuf-Andrieu, MM. Nedzynski, Peres, Pihet, Mme Thomas.
<i>Coopération</i>	M. Argueyrolles, Mme Roudil, M. Verdier.
<i>Entreprises</i>	M. Bailly, Mme Bel, M. Bernasconi, Mmes Castera, Coisne-Roquette, Dubrac, Duhamel, Duprez, M. Gailly, Mme Ingelaere, MM. Jamet, Lebrun, Marcon, Mariotti, Mongereau, Placet, Mme Prévot-Madère, M. Ridoret, Mme Roy, M. Schilansky, Mme Tissot-Colle.
<i>Environnement et nature</i>	MM. Beall, Bonduelle, Bougrain Dubourg, Mmes de Béthencourt, Denier-Pasquier, Ducroux, MM. Genest, Genty, Guérin, Mmes de Thiersant, Mesquida, Vincent-Sweet, M. Virlouvet.
<i>Mutualité</i>	MM. Andreck, Davant, Mme Vion.
<i>Organisations étudiantes et mouvements de jeunesse</i>	M. Djebara, Mmes Guichet, Trellu-Kane.
<i>Outre-mer</i>	MM. Budoc, Galenon, Kanimoa, Omarjee, Osénat, Mmes Romouli-Zouhair, Tjibaou.

<i>Personnalités qualifiées</i>	MM. Aschieri, Bailly, Mme Ballaloud, M. Baudin, Mmes Brunet, Cayet, MM. Corne, Delevoye, Mme Dussaussois, M. Etienne, Mme Fontenoy, MM. Fremont, Gall, Geveaux, Mmes Graz, Hezard, MM. Hochart, Khalfa, Le Bris, Lucas, Martin, Mme de Menthon, M. Obadia, Mme Ricard, M. Richard, Mme du Roscoät, MM. Soubie, Terzian, Urieta.
<i>Professions libérales</i>	MM. Capdeville, Noël, Mme Riquier-Sauvage.
<i>UNAF</i>	Mme Basset, MM. Damien, Farriol, Feretti, Mmes L'Hour, Therry, M. de Viguerie.
<i>UNSA</i>	M. Bérille, Mme Dupuis, M. Grosset-Brauer.

Se sont abstenus : 2

<i>Agriculture</i>	M. Roustan, Mme Sinay.
--------------------	------------------------

Annexes

Annexe n° 1 : composition de la section des activités économiques

✓ **Président** : Jean-Louis SCHILANSKY

✓ **Vice présidents** : André LECLERCQ et Isabelle de KERVILER

☐ **Agriculture**

✓ Dominique BARRAU

✓ Roger CHOIX

☐ **Artisanat**

✓ Jean-Pierre CROUZET

☐ **Associations**

✓ André LECLERCQ

☐ **CFDT**

✓ Monique BOUTRAND

✓ Dominique GILLIER

☐ **CFE-CGC**

✓ Gabriel ARTERO

☐ **CFTC**

✓ Agnès COURTOUX

☐ **CGT**

✓ Maryse DUMAS

✓ Marie-José KOTLICKI

☐ **CGT-FO**

✓ Jacky CHORIN

✓ Andrée THOMAS

☐ **Coopération**

✓ Amélie RAFAEL

☐ **Entreprises**

- ✓ Patrick BAILLY
- ✓ Françoise FRISCH
- ✓ Renée INGELAERE
- ✓ Gontran LEJEUNE
- ✓ Jean-Louis SCHILANSKY

☐ **Environnement et nature**

- ✓ Anne de BÉTHENCOURT
- ✓ Pénélope VINCENT-SWEET

☐ **Mutualité**

- ✓ Jean-Pierre DAVANT

☐ **Outre-mer**

- ✓ Patrick GALENON

☐ **Personnalités qualifiées**

- ✓ Jean-Pierre FREMONT
- ✓ Laurence HEZARD
- ✓ Isabelle de KERVILER
- ✓ Alain OBADIA

☐ **UNAF**

- ✓ Aminata KONÉ
- ✓ Paul de VIGUERIE

☐ **UNSA**

- ✓ Luc BÉRILLE

☐ **Personnalités associées**

- ✓ Pierre BURBAN
- ✓ Yves GIQUEL
- ✓ Frédéric GRIVOT
- ✓ Sonia HAMOUDI
- ✓ Mohamed MECHMACHE
- ✓ Jean-Marc PLANTADE
- ✓ Sylvie PRADELLE
- ✓ Denis SEGRESTIN

Annexe n° 2 : liste des personnalités auditionnées et rencontrées

- ✓ **M. Jean Dhers**
membre de l'Académie des technologies
- ✓ **Mme Florence Lambert**
directrice de l'Institut CEA LITEN
- ✓ **accompagnée de M. Jean-Pierre Vigouroux**
chef du service des affaires publiques du CEA
- ✓ **Mme Aliette Quint**
directrice stratégie, réglementations et affaires externes d'Air Liquide Advanced Business
- ✓ **M. Louis Sentis**
chargé de mission « innovation hydrogène » d'Air Liquide Advanced Business
- ✓ **M. Pascal Mauberger**
président du directoire de Mc Phy energy
- ✓ **M. Laurent Fournié**
vice-président Energy division ARTELYS France
- ✓ **Mme Agnès Boulard**
responsable des relations institutionnelles de GRTgaz
- ✓ **M. Sylvain Lemelletier**
directeur du projet Power to gas, de GRTgaz
- ✓ **M. Sylvain Hercberg**
membre de la direction stratégie et prospective d'EDF
- ✓ **M. Laurent Torcheux**
membre de la direction R&D d'EDF
- ✓ **M. Stéphane Lascaud**
directeur général d'EDF Store and Forecast

La section s'est rendue à Vélizy pour visiter le Centre national d'exploitation du système électrique (CNES) du Réseau de transport d'électricité (RTE). La section a auditionné **M. Dominique Maillard**, président du directoire de RTE, accompagné de **M. Henri Mignon**, directeur économie, prospective et transparence, et de **M. Jean-Paul Roubin**, directeur du CNES.

Le rapporteur a également visité les installations du Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles (LITEN) du CEA à Grenoble et à Chambéry, à l'INES, ainsi que la Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) de la Centrale hydroélectrique de Grand'Maison (Isère). Le rapporteur a auditionné : **M. Philippe Malbranche**, directeur de l'INES, **Mme Florence Lefebvre-Joud**, directrice scientifique du LITEN ; **Mme Carole Le Breton**, responsable au sein d'EDF des relations avec les organisations socio-professionnelles, **M. Jean-Paul Giraud**, chef de groupement Hydraulique Grand'Maison, **M. Frédéric Dazy**, directeur général adjoint de l'unité de production EDF Alpes, **M. Jean Copreaux**, directeur de l'Agence Isère Une Rivière, un Territoire.

Le rapporteur a, par ailleurs, rencontré en entretien individuel les personnes suivantes :

- ✓ **M. Jean-Louis Bal**
président du Syndicat des énergies renouvelables (SER)
- ✓ **Mme Chloé Pfeiffer**
directrice technique adjointe, ErDF Méditerranée (projet NICE GRID),
- ✓ **accompagnée de M. Thierry Sudret**
directeur projet Smart Grids (ErDF),
- ✓ **et de M. Didier Colin**
chef de projet Smart Grids
- ✓ **Mme Christine Coisne Roquette**
présidente de SONEPAR, membre du CESE
- ✓ **M. Cédric Philibert**
analyste à la direction des énergies renouvelables, de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)
- ✓ **M. Patrick Saultier**
directeur général d'Ile de Sein Énergies

Le rapporteur et l'ensemble des membres de la section des activités économiques remercient vivement toutes ces personnes pour leur apport aux travaux.

Le rapporteur remercie vivement M. Martin Salmon, ingénieur, pour la qualité de son expertise.

Annexe n° 3 : principes généraux du stockage de l'énergie électrique

Les énergies primaires, secondaires, finales et le bilan énergétique

Il est possible de distinguer plusieurs catégories d'énergie selon leur position dans la **chaîne énergétique** ; on parle ainsi d'énergie primaire, secondaire, finale et utile. De la mine d'uranium ou de charbon à l'énergie électrique finale du système de chauffage domestique, de nombreuses transformations ont lieu, occasionnant des pertes parfois considérables.

L'énergie primaire est une énergie disponible dans l'environnement pouvant être exploitée directement, sans qu'un procédé industriel soit nécessaire. Les énergies primaires sont principalement des énergies thermiques ou mécaniques : pétrole brut, gaz naturel, charbon, géothermie, biomasse, solaire, éolien, hydraulique, etc. On considère également par convention **comme énergie primaire l'énergie issue d'une première transformation**, à l'exemple de la chaleur nucléaire, obtenue par l'activité de fission issue de pastilles d'uranium enrichi. Par ailleurs, l'électricité obtenue à partir d'autres ressources (éolienne, nucléaire, solaire, hydraulique, etc.) que les centrales thermiques classiques est, en vertu de ce principe, appelée **énergie électrique primaire**, par opposition à **l'énergie électrique secondaire**. Cette dernière est issue de la transformation en électricité d'une chaleur issue de la combustion de combustibles classiques (charbon, gaz, fioul, biomasse, etc.).

Le mix énergétique désigne la proportion des différentes sources d'énergies primaires utilisées pour satisfaire les besoins d'une zone géographique donnée. La part des énergies fossiles dans le mix mondial est aujourd'hui d'environ 80 % (pétrole brut, gaz naturel et charbon). Ce chiffre est stable ces dernières décennies en pourcentage mais a augmenté en volume.

L'énergie secondaire désigne une énergie issue d'un procédé de transformation, et n'est donc pas physiquement disponible dans l'environnement. En plus de l'énergie électrique secondaire déjà évoquée, cette catégorie concerne par exemple les produits pétroliers obtenus par raffinage du pétrole brut ou l'hydrogène obtenue par vaporeformage du gaz. La conversion d'énergie primaire en énergie secondaire n'est pas neutre, et induit automatiquement des pertes pouvant être considérables. Ainsi, dans un procédé de conversion d'énergie thermique primaire en énergie électrique secondaire², les pertes représentent environ 2/3 de l'énergie primaire consommée. Ce rendement peut néanmoins être amélioré, notamment via des centrales thermiques à cogénération de chaleur et d'électricité³.

L'énergie finale est l'énergie livrée au consommateur et payée par ce dernier pour la satisfaction de ses besoins. Elle n'est pas forcément égale à l'énergie secondaire, puisque des **pertes liées au transport** sont possibles. Par exemple, le transport de l'électricité entraîne

² Généralement par le biais d'une turbine à gaz reliée à un alternateur.

³ Ces centrales, qui produisent de l'électricité via une source de chaleur thermique (gaz, charbon, biomasse, etc.), disposent également d'un dispositif de récupération de la chaleur, permettant d'utiliser au maximum l'énergie thermique dégagée par la combustion. Elles alimentent à la fois un réseau électrique et un réseau de chaleur.

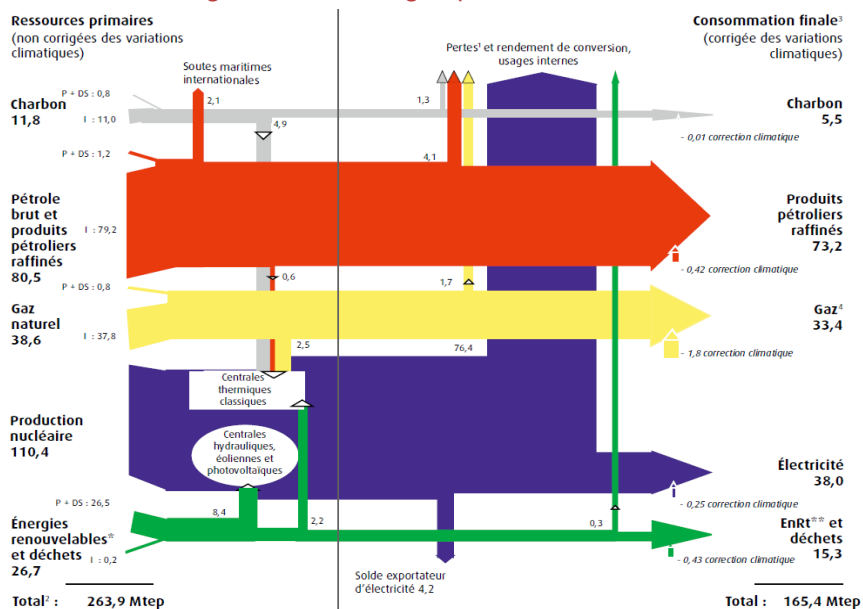
des déperditions qui sont de l'ordre de 5 % de l'énergie transportée, dues à des pertes thermiques (effet joule) ou électromagnétiques au niveau des câbles (conducteurs).

L'énergie utile, enfin, correspond à l'énergie dont dispose effectivement le consommateur pour la satisfaction de ses besoins. L'énergie finale électrique est ainsi convertie en chaleur pour le chauffage domestique, l'énergie thermique des produits pétroliers est convertie en énergie cinétique, etc. Cette utilisation implique également des pertes, à l'échelle de chaque appareil utilisé par le consommateur.

L'électricité est un vecteur énergétique : elle peut être produite à partir de n'importe quelle source d'énergie primaire, pour satisfaire de multiples besoins en énergie finale. C'est donc une énergie souple : la structure de la production peut être modifiée lorsque les conditions économiques changent, à court terme par le choix des combustibles utilisés, à moyen terme par le choix des moyens de production développés, sans qu'il soit nécessaire de modifier les appareils d'utilisation.

La compréhension de l'existence de différentes énergies se situe au fondement des notions relatives à l'indépendance énergétique, au mix énergétique et au stockage de l'énergie. Le **bilan énergétique** ci-dessous permet d'observer pour la France les relations entre énergies primaires et finales. La perte liée à la formation d'énergie électrique finale est liée au rendement de conversion des centrales thermiques, estimé à un tiers. On observe enfin la prédominance des produits pétroliers en matière d'énergie finale.

Fig. 1 : Le bilan énergétique de la France en 2013



(en millions de tonnes équivalent pétrole - Mtep)

Source : Commissariat général au développement durable. Chiffres clés de l'énergie, Edition 2014.

Un **taux de conversion** normalisé de l'électricité d'origine non renouvelable est appliqué en France entre énergie primaire et finale. En moyenne, il est considéré qu'il faut 2,58 kWh d'énergie primaire pour obtenir 1 kWh d'énergie finale, soit un rendement global (production et transport) de 38,5 % pour la filière électrique française.

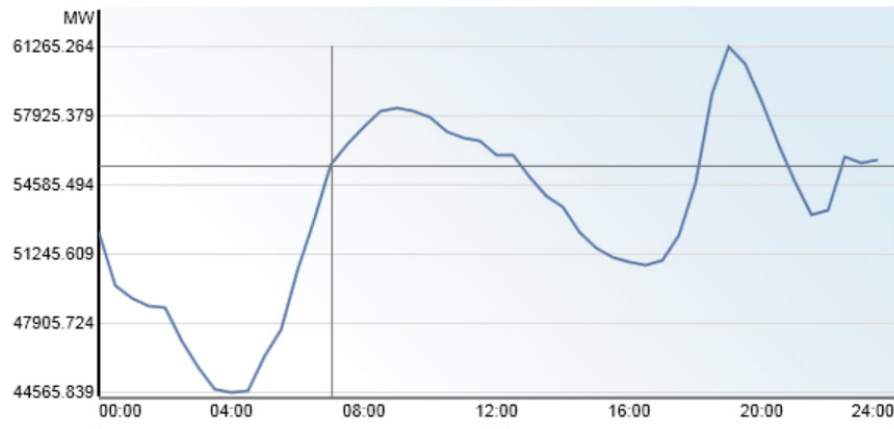
La consommation et la production d'électricité

La question du stockage d'électricité s'inscrit dans une logique **d'équilibre d'un réseau** où l'offre doit continuellement s'adapter à la demande. Or, cette **demande est variable** en fonction de l'heure de la journée, de la saison, des conditions climatiques, etc. La consommation française est marquée par une **sensibilité thermique** conséquente, explicable notamment par une forte pénétration du chauffage électrique dans le secteur résidentiel : RTE estime ainsi, dans son bilan électrique 2014, qu'une diminution d'1°C de la température amène une augmentation de la demande de près de 2 400 MW en 2014, soit l'équivalent d'1,5 EPR. Cette sensibilité thermique, unique en Europe⁴, nécessite des adaptations conséquentes de la production ou des échanges transfrontaliers par le biais du marché journalier de l'électricité, opéré par EPEX Spot SE pour l'Allemagne, la France, l'Autriche et la Suisse.

⁴ La France est de loin le pays européen où la sensibilité thermique est la plus importante : elle est 2,5 fois plus élevée que celle de la Grande-Bretagne, 4,5 fois plus importante que celle de l'Allemagne et 5 fois plus que celle de l'Italie ou de l'Espagne (RTE).

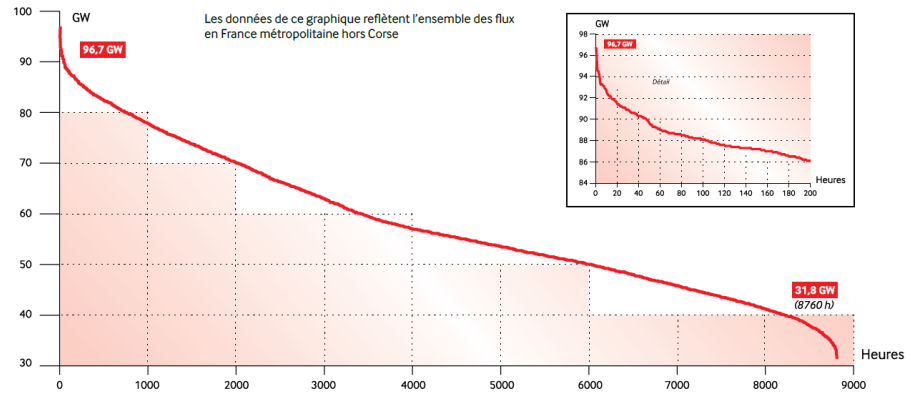
La consommation d'électricité finale en France a été de 465,3 TWh en 2014, en recul de 6 % par rapport à 2013, suite à une météo particulièrement clémente. La consommation se répartie en une consommation dite « de base », consommée à tout moment, de « semi-base » et « de pointe », lors des pics de consommation.

Fig. 2 : Courbe de charge de référence nationale du 24/02/2015



Source : RTE.

Fig. 3 : Monotone de puissance⁵ 2010



Source : RTE.

La production électrique doit donc s'adapter à la consommation quotidienne, sous l'égide du gestionnaire de réseau, RTE. En France, cette production est constituée pour 73,3 % par la filière nucléaire (2013), suivie par les différentes filières renouvelables (18,6 %) dont l'hydraulique représente la majeure partie (13,6 %). L'éolien et le photovoltaïque représentent respectivement 2,8 et 0,8 % de la production électrique.

5 La monotone de puissance indique la puissance totale appelée sur le réseau en fonction du nombre d'heures où elle a été appelée.

Un développement de la **production renouvelable intermittente**, principalement d'origine éolienne et photovoltaïque, pose la question de la gestion de ces technologies. Les puissances fournies dépendent en effet principalement des conditions d'ensoleillement ou de vent, conditions qui ne sont pas adaptables à la demande. L'énergie éolienne ou solaire est de plus dite « **fatale** », puisque les énergies cinétique et radiative non converties par les installations sont perdues si elles ne sont pas utilisées au moment où elles sont disponibles. Dans ce cadre, le développement de nouvelles capacités de stockage d'électricité permettrait une implantation plus importante d'énergies renouvelables sans perturber l'équilibre du réseau. En effet, un mix électrique fortement renouvelable implique d'être capable de **décaler les périodes de consommation** vers des périodes d'offre importante, mais également de stocker l'énergie produite lors des périodes de surproduction afin de la réutiliser ultérieurement.

En l'absence de telles possibilités, l'intermittence doit être compensée par des capacités thermiques rapidement mobilisables, à l'origine d'une adaptation coûteuse et souvent polluante de l'offre à la demande.

Le stockage de l'énergie électrique

Le stockage de l'énergie se définit comme l'action consistant à placer une quantité d'énergie dans un environnement donné, fixe ou amovible, pour permettre une utilisation ultérieure. Ce stockage est maîtrisé technologiquement pour ce qui est des combustibles primaires (charbon, pétrole brut, etc.) ou secondaires (produits pétroliers, etc.) mais dispose d'un fort potentiel d'amélioration en ce qui concerne la chaleur (pour le chauffage et la climatisation des bâtiments) et l'électricité.

Dans un système électrique hypothétique qui s'appuierait sur une seule source d'énergie primaire totalement flexible, le recours au stockage d'électricité n'aurait pas d'intérêt économique, puisqu'il ne ferait qu'ajouter des coûts d'investissements à des économies de stockage-déstockage négatives (stocker de l'électricité à partir d'une énergie primaire puis la déstocker avec perte de rendement est plus coûteux qu'utiliser directement cette énergie primaire sans l'intermédiaire du stockage).

L'intérêt économique du stockage d'électricité provient donc fondamentalement de la diversité du mix électrique : produire et stocker de l'électricité à partir d'une source primaire de coût variable faible ou nul (combustible nucléaire, éolien ou solaire PV) et temporairement en excès de disponibilité (par rapport au meilleur usage immédiat de cette source primaire qui est de satisfaire la demande instantanée d'électricité au moindre coût) durant les « heures creuses » de demande, est intéressant dans la mesure où l'énergie stockée pourra être déstockée à un autre moment (« heures pleines ») et éviter ainsi le recours à des sources primaires d'énergies plus chères (charbon et gaz).

Dans sa globalité, le stockage de l'électricité vise à répondre à quatre problématiques essentielles⁶ : la récupération d'une production excédentaire issue principalement de productions renouvelables intermittentes ; un déstockage pour compenser le caractère intermittent desdites productions ; un déstockage pour alimenter un pic de consommation ponctuel ; un déstockage pour compenser une défaillance du réseau.

⁶ Voir notamment le Panorama 2013 de l'Institut français du pétrole (IFP) - Énergies Nouvelles.

Aujourd'hui, le **stockage direct** de l'énergie électrique est très difficile à réaliser. Néanmoins, il est possible de convertir cette énergie en une énergie stockable (chimique, potentielle, cinétique, etc.) qui pourra ensuite être retransformée en énergie électrique. Cette **double conversion** a pour conséquence des déperditions parfois considérables.

La nature du stockage est donc diverse, et dépend de l'usage futur de l'énergie stockée. Des caractéristiques telles que **le temps de décharge**, la **puissance** et **l'autonomie** orientent ainsi les technologies et les prix. Le stockage peut être **stationnaire** (centralisé) ou **mobile** (stockage embarqué), de faible capacité (de l'ordre du kWh) ou de forte capacité (supérieur à 10 MWh).

L'électricité peut donc être transformée de manière réversible en différentes catégories d'énergie stockables :

- énergie mécanique : barrage hydroélectrique, Station de transfert par énergie de pompage (STEP), stockage d'énergie par air comprimé (CAES), stockage par volant d'inertie ;
- énergie électrochimique : piles, batteries, hydrogène ;
- électromagnétique : bobines, supraconducteurs, supercondensateurs ;
- thermiques.

Dans des domaines aussi divers que la mobilité, la gestion des productions renouvelables dans le réseau ou l'indépendance énergétique, la question du stockage de l'énergie électrique est amenée à jouer un rôle majeur au cours des prochaines années. Alors que **l'Agence internationale de l'énergie** (AIE) estime que 40 % de l'électricité mondiale sera d'origine renouvelable en 2050, les investissements de R&D dans ce domaine sont considérables. Certaines possibilités combinant décentralisation de la production électrique et développement des capacités de stockage laissent même présager une transformation considérable de l'organisation de la filière électrique.

Les notions d'énergie et de puissance

Il est essentiel, dans le secteur de l'électricité en général et du stockage en particulier, de maîtriser la distinction entre énergie et puissance.

L'énergie représente la capacité d'un système physique à produire un travail (application d'une force dans une direction donnée) **qui va modifier son environnement**. L'unité d'énergie officielle du **système international**⁷ (SI) est le joule (J), mais des unités comme la calorie dans le domaine diététique (1 cal = 4,19 J), la tonne d'équivalent pétrole (1 tep = 4,18 GJ) ou les wattheures pour des quantités plus importantes (1 Wh = 3,6 kJ = 859,8 cal) sont également reconnues.

La puissance est une **quantité d'énergie par unité de temps**, fournie par un système. Elle correspond donc à un **débit d'énergie**, exprimé en **watts ou en joules par seconde**.

Considérons par exemple un parc photovoltaïque disposant d'une puissance nominale⁸ de 5 MW et un parc éolien de 2,5 MW. Si la puissance du premier est le double de celle du deuxième, l'énergie produite sur une période donnée ne le sera pas forcément. En effet,

⁷ Rappel sur les **préfixes du système international** : T = 10¹² (terra) ; G = 10⁹ (giga) ; M = 10⁶ (mega) ; k = 10³ (kilo).
Par exemple : 1 TWh = 1000 GWh = 10¹² Wh

⁸ Capacité maximale théorique de puissance mobilisable.

la quantité d'énergie fournie va dépendre du nombre d'heures de fonctionnement. En considérant que les deux installations fonctionnent à la puissance nominale⁹ : si le parc éolien fonctionne 2 000 heures/an tandis que le solaire seulement 1 000 heures, alors l'énergie totale fournie par chaque installation sera égale à 5 GWh, soit 18 TJ. De même, si une lampe à incandescence de 60 W fournit une puissance lumineuse supérieure à celle d'une lampe de 40 W, l'énergie finale consommée dépend du nombre d'heures où elle restera allumée.

La proximité d'écriture entre les watts et les wattheures est par ailleurs souvent source de confusions. Le **watt est l'unité de puissance** du SI tandis que le **wattheure est une unité d'énergie** égale à la quantité de joules consommée par un appareil électrique de puissance égale à 1 W et fonctionnant pendant une heure (3600 sec)¹⁰ :

$$1 \text{ Wh} = 1 \text{ W} * 3\,600 \text{ sec} = 3\,600 \text{ joules}$$

Enfin, dans le secteur de la production d'électricité, la notion de **facteur de charge** concrétise l'idée que de l'usage des installations¹¹ et de leur intermittence dépend l'énergie consommée. Ce facteur se définit comme le **rapport entre l'énergie produite** au cours d'une période donnée et la quantité qui aurait été produite **avec une fonctionnement constant à puissance maximale sur la même période**. Il témoigne donc du taux d'utilisation d'un moyen de production.

Le facteur de charge le plus utilisé est annuel, mais il peut définir également des instants précis : lors du pic de production éolien du 27/12/2012 à 15h30, la puissance mobilisée par les installations éoliennes a été de 6 176 MW sur un total nominal de 7 449 MW, soit un facteur de charge d'environ 80 %.

Sur l'année 2012, le facteur de charge de l'éolien est de 24 %, celui du photovoltaïque est de 13,3 % quand celui du nucléaire en France était de 77 % en 2011. L'hydrolique a un facteur de charge compris entre 30 et 35 %, mais il existe de très grandes disparités entre des installations qui assument la production de base (centrales au fil de l'eau) et d'autres qui assurent la pointe (STEP).

⁹ Pour des raisons techniques, la puissance réelle de fonctionnement est souvent inférieure à la puissance nominale.

¹⁰ Ce ne sont donc pas des watts par heure, mais bel et bien des watts multipliés par des heures.

¹¹ Base, semi-base ou pointe.

Annexe n° 4 : fonctionnement du réseau électrique en France et en Europe

Principes généraux

Les différents réseaux

Les réseaux de transport et de distribution ont pour rôle d'acheminer l'énergie des sites où elle est produite vers les sites où elle sera consommée. On distingue trois catégories de réseaux :

- les **réseaux de transport et d'interconnexions**, avec des tensions dites HTB (400 et 225 kV). Ce réseau sert aux transports longue distance territoriaux ainsi qu'aux échanges transfrontaliers, la forte tension diminuant le taux de pertes ohmiques ;
- les **réseaux régionaux de répartition**, alimentant les régions en électricité, fournissant les industries électro-intensives et les réseaux de distribution. Ces lignes sont également exploitées à des niveaux de tension HTB (225, 90 et 63 kV), et collectent l'énergie produite par des unités de taille intermédiaire ;
- les **réseaux de distribution d'électricité** sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale. La distribution est assurée en moyenne tension (20 kV) et en basse tension (400 et 230 V), respectivement BT et HTA, pour des clients domestiques, des petites industries, des PME, etc. Ils collectent par ailleurs l'énergie produite par des unités décentralisées de faible puissance (fermes éoliennes et photovoltaïques, installations de cogénération, etc.).

C'est l'entreprise RTE qui a la charge du réseau de transport et d'interconnexions ainsi que des réseaux régionaux de répartition, soit près de 105 000 km de lignes aériennes ou enterrées. RTE assure également l'équilibrage du réseau, en s'assurant que l'offre d'électricité suffit à la satisfaction de la demande. Le réseau de distribution est lui géré pour 95 % par ERDF, le reste étant assuré par des entreprises locales de distribution (ELD), pour une longueur cumulée de près de 1,3 millions de km. La **libéralisation des marchés de l'énergie**, débutée en 1997 suite à la directive 96/92/CE et renforcée ensuite par des règlements et directives européens de 2004 et 2007, a conduit à une séparation des activités de distribution, de transport et de production. Le transport et la distribution d'électricité sont aujourd'hui devenus une **activité monopolistique régulée** par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), RTE et ERDF devant respecter un principe de **non-discrimination** dans l'accès au réseau.

La compatibilité des différents réseaux, formés de conducteurs de tensions différentes, est assurée par des postes électriques situés aux **nœuds du maillage**. Ces postes se répartissent entre 2 200 **postes sources**, composés de transformateurs modulant la tension entre HTB et HTA, et près de 700 000 **postes de distribution**, qui concernent les tensions HTA et BT. Les postes électriques contiennent également des matériels de surveillance du réseau et d'orientation des flux. Les réseaux de distribution sont la propriété des communes, qui peuvent confier la gestion de ces derniers à ErDF ou une ELD par le biais de **contrats de concessions**, ou bien gérer eux même les installations en régie. Les réseaux de transport sont à l'inverse possédés par RTE, le gestionnaire de réseau de transport (GRT).

Les pertes liées au transport de l'électricité

L'énergie électrique est une énergie qui se transporte bien, avec des pertes faibles notamment du fait de la vitesse à laquelle se déplace le signal électrique¹². Toutefois, lors du transport et la distribution, un certain volume d'énergie dépendant de la tension, de la distance et des matériaux utilisés, est perdu. RTE recense 4 catégories de perte :

- les **dissipations de chaleur** liées à l'**effet joule** (78 % des pertes) sont issues de l'échauffement du câble sous l'influence de la circulation du courant dans le conducteur ;
- les **décharges électriques** entre l'air et le matériau conducteur (8 %) ;
- les **pertes de transformation** au niveau des postes sources et de distribution (11 %) ;
- l'**autoconsommation** des postes de transformation (3 %).

Sur le réseau de transport, ces pertes représentent entre 2 et 3 % de l'énergie consommée, soit 11,5 TWh¹³ en moyenne. Les pertes sur le réseau de distribution sont estimées à environ 5 % de l'énergie transitant par les conducteurs.

L'équilibrage du réseau électrique

Les capacités de stockage de l'énergie électrique étant limitées à l'échelle des quantités consommées, il est nécessaire d'équilibrer en temps réel l'offre et la demande. Le réseau électrique doit être stabilisé autour d'une valeur de 50 Hz, ce qui implique une adaptation des groupes de production à la puissance appelée. Une partie se règle au niveau de l'unité locale de production, selon l'inertie liée à son fonctionnement, une autre se règle au niveau national, sous l'égide de RTE.

Au sein de son **Centre national d'exploitation système** (CNES), le gestionnaire de réseau de transport (GRT) dispose de réserves de puissances mobilisables lui permettant de maintenir l'équilibre et de dissiper les congestions¹⁴ apparaissant sur le réseau. La stabilité est assurée par un **dispatching des capacités**, opéré par le biais de prévisions d'évolution de la consommation sur le long terme mais également du jour au lendemain. De plus, pour maintenir l'équilibre du réseau en dépit des aléas météorologiques ou techniques, RTE dispose des réserves primaire et secondaire, formant les services systèmes, ainsi que d'une réserve tertiaire, appelée mécanisme d'ajustement. Les trois réserves ne sont pas utilisées successivement, leurs actions coexistent.

¹² Le signal électrique se propage comme une onde électromagnétique et sa vitesse dépend du milieu de propagation. Dans le cuivre, elle est supérieure à 250 000 km/s. Cette vitesse est celle avec laquelle les charges électriques se mettent en mouvement sous l'influence d'une différence de potentiel.

¹³ La consommation française d'électricité est de 465,3 TWh en 2014.

¹⁴ La congestion d'un réseau électrique apparaît lorsque les limites de transit sont limitées en matière de flux, certaines livraisons physiques d'électricités n'étant plus possibles.

Le réseau électrique européen synchrone : l'Europe contient 5 zones synchrones, c'est-à-dire des zones où la fréquence sur le réseau est la même en tout point. La France appartient au *Regional group continental Europe*, où la tension est de 50 Hz, tension nécessaire à un fonctionnement optimal des machines de production et des équipements électriques classiques (télévisions, etc.). Sur un réseau, lorsque la production augmente, la fréquence du réseau augmente et inversement. Dans les deux cas, l'écartement à la valeur référencée diminue le rendement des machines connectées. Un réseau européen interconnecté permet de diminuer l'impact des modifications de puissance sur la fréquence, ce qui améliore sa stabilité. RTE estime ainsi qu'une variation de 1 Hz correspond désormais à une différence de puissance d'environ 25 000 MW, soit l'équivalent de 15 EPR ! Il faut donc un décalage considérable pour sortir de la zone d'acceptabilité de $\pm 0,5$ Hz, dans laquelle les risques de coupures généralisées sont faibles. Enfin, les différentes zones européennes ne sont pas indépendantes les unes des autres, des liaisons à courant continu existent et offrent de nouvelles possibilités d'échanges transfrontaliers.

La **réserve primaire** est constituée par l'ensemble des gestionnaires du réseau européen synchrone de transport. Elle doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production présents sur la plaque, soit environ 3 000 MW, dont 20 % sont à la charge d'RTE. Cette réserve permet le réglage primaire de la fréquence, les groupes de production étant activés automatiquement entre **15 et 30 secondes après la rupture de l'équilibre**.

La **réserve secondaire** est formée des groupes de production français de plus de 120 MW, qui ont obligation de rendre disponible une partie de leur puissance. Elle représente entre 500 et 1 000 W selon les périodes, et est activée automatiquement entre **100 et 200 secondes après le déséquilibre**.

La **réserve tertiaire** est basée principalement sur des contrats passés entre le GRT et des producteurs afin de disposer d'une puissance activable, réserve secondaire incluse, lui permettant de faire face en moins de 15 mn à la perte du plus gros groupe de production raccordé au réseau national¹⁵ (1 500 W en France). Cette **contractualisation** implique une **prime fixe pour la mise à disposition** d'une puissance mobilisable quotidiennement. Par ailleurs, RTE peut conclure des **contrats de réservation de puissance** auprès des consommateurs, notamment industriels, afin de développer des **capacités d'effacement** de consommation lorsque le réseau est sous pression. Les contractuels s'engagent donc à diminuer leur consommation d'une puissance définie, déposée sur **le mécanisme d'ajustement**, en échange d'une prime fixe¹⁶. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement, par contacts entre RTE et les producteurs, et a lieu si la réserve secondaire n'est pas suffisante. Elle peut également se substituer aux réserves primaire et secondaire afin d'anticiper un déséquilibre.

¹⁵ Critères définis au sein du groupe des gestionnaires européens du réseau de transport pour l'électricité (ENTSO-E).

¹⁶ L'élargissement des capacités d'effacement aux consommateurs particuliers est un des grands enjeux du développement des réseaux intelligents.

La question des investissements

L'industrie électrique met en œuvre des moyens très capitalistiques, qui lui sont spécifiques (centrales de production, réseaux) et dont la construction se compte en années, la durée de vie en décennies. C'est donc une industrie qui doit travailler dans la longue durée, en tenant compte des incertitudes qui l'affectent, et pour laquelle la question de la répartition des risques dans le temps et entre les acteurs revêt une importance cruciale.

En vertu des caractéristiques précédentes, on conçoit que les économies d'échelle potentielles liées à la taille du grand réseau interconnecté ne peuvent être effectivement réalisées que par la cohérence des décisions dans le temps et dans l'espace ; cette cohérence résulte d'un processus de décision séquentiel et adaptatif avec : d'une part la coopération entre les acteurs concernés pour la programmation à long terme des investissements de production et de transport ; d'autre part, pour chaque zone du réseau interconnecté, un opérateur unique chargé de coordonner la gestion prévisionnelle et de conduire en temps réel le système production-transport sur sa zone, cet opérateur coopérant avec ceux des autres zones du grand réseau.

Notons enfin l'intervention des pouvoirs publics : l'électricité pèse lourd dans l'activité économique comme dans la vie de chacun ; c'est une activité à rendements croissants. L'État intervient donc, en fonction de ses prérogatives, dans de multiples domaines : politique énergétique, aménagement du territoire, environnement, ressources locales, tarifs, régulation du monopole naturel, voire même organisation de l'industrie électrique.

Au niveau du réseau de distribution

Le rapport public remis par la Cour des Comptes le 12 février 2013 estime que les besoins d'investissement sont amenés à augmenter au cours des prochaines années, pour compenser une qualité de dessert qui a diminué au cours de la décennie des années 2000¹⁷. L'intégration plus importante des énergies renouvelables, et le développement des compteurs communicants nécessitent une **meilleure coordination des investissements** réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution et les **autorités concédantes**, propriétaires des installations.

Au niveau du réseau de transport

RTE est responsable de la gestion, mais également de l'entretien et du développement du réseau de transport. À ce titre il doit élaborer chaque année un **programme d'investissements**, devant être approuvé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ces investissements, comme ceux réalisés par ERDF, se répercutent ensuite sur la facture du consommateur, par le biais du **Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité** (TURPE), élaboré par la CRE. Le TURPE représente 46 % de la facture d'électricité du consommateur. Dans son schéma décennal, publié en 2014, RTE répertorie les projets de développement devant être réalisés dans les trois années et présente les principales infrastructures envisageables pour la décennie. Ces investissements nécessitent notamment de répondre à une transition énergétique qui va augmenter la volatilité des productions du nord (éolien)

¹⁷ Le temps moyen de coupure a effet augmenté de 2000 à 2010, a baissé entre 2010 et 2012, et a augmenté en 2013.

et du sud (solaire), sollicitant ainsi d'avantage le réseau 400 kV soumis à des risques accrus de congestion. Les énergies solaires et éoliennes n'étant pas localisées en fonction des lieux de consommation, une **amélioration des capacités de transport longue distance** semble donc nécessaire. Cette problématique est particulièrement prégnante en Allemagne, où la production éolienne du nord du pays doit ainsi alimenter la consommation du sud. Sous l'influence européenne, les interconnexions avec les pays voisins vont être renforcées. Le réseau français est actuellement relié à 6 autres réseaux européens (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Suisse, Espagne), mais ces interconnexions sont toujours sensibles au risque de congestion.

Au niveau européen

Le développement des interconnexions est une priorité de la Commission européenne depuis quelques années, dans l'objectif d'établissement d'une **Europe de l'énergie**. L'objectif affiché depuis 2002 par la Commission est le développement d'une **interconnexion électrique de 10 % d'ici à 2020**¹⁸. La Commission a estimé en 2015 que 105 milliards d'euros étaient nécessaires à la modernisation des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité, dont 35 pour le développement des capacités d'interconnexion. Il convient de signaler que les objectifs des pays sur ces questions ne sont pas tous les mêmes. Par exemple, l'Espagne, marquée par une très forte production renouvelable (30 % du mix électrique en 2012), a un intérêt économique certain au développement des interconnexions afin d'écouler plus facilement sa surproduction renouvelable. La France, caractérisée par une production nucléaire peu modulable, a importé 27 TWh en 2014 et en a exporté près de 92 .

Les *smart grids* offrent la possibilité d'un changement majeur d'organisation des réseaux

Au niveau français et européen, le développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) est susceptible de profondément modifier un réseau, jusqu'alors unidirectionnel (de la production à la consommation), et où l'offre s'adapte à la demande, vers un réseau **bidirectionnel**, où la **demande se modifie en fonction de l'offre**. Les **Smart Grids** offrent tout d'abord la possibilité d'une intégration accrue de productions décentralisées dans un réseau équilibré, les lieux de consommation pouvant à terme devenir sources de production¹⁹. Les consommateurs, devenus alors consom'acteurs, pourraient de plus avoir la possibilité de diminuer, à la demande et contre un avantage économique, leur consommation pour diminuer la puissance appelée lors des pics de consommation (effacement). Ces possibilités posent la question du rôle de **l'agrégateur**, opérateur capable d'intégrer les habitudes de consommation, les capacités diffuses de production ou d'effacement dans un réseau français et européen.

18 Actuellement, douze États européens n'atteignent pas ce chiffre, parmi lesquels on trouve l'Italie, la Grande-Bretagne ou l'Espagne.

19 Les bâtiments à énergie positive sont précurseurs de cette évolution, amenée à s'étendre au domaine des particuliers.

À plus court terme, les *Smart Grids* sont amenées à améliorer la stabilisation du réseau via une **meilleure connaissance des consommations** individuelles, permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables. Cela facilitera également le développement harmonieux d'un parc de véhicules électriques n'aggravant pas les pics de consommation. Ce parc pourrait d'ailleurs, à plus long terme, être utilisé pour stocker de manière diffuse l'électricité en chargeant les véhicules en période creuse et en les déchargeant partiellement en période de pointe, selon le concept de **Vehicle to Grid**. En attendant, les *Smart Grids* offrent des possibilités intéressantes pour la gestion des zones non interconnectées.

Annexe n° 5 : présentation des technologies

Des technologies de stockage pour répondre à des besoins divers

Les solutions de stockage de l'énergie se divisent en plusieurs catégories, selon l'énergie de transfert utilisée ou selon les besoins d'autonomie, de puissance, de temps de charge, etc.

Le **stockage massif et stationnaire** de l'électricité vise principalement à répondre à 4 besoins liés à la stabilité du réseau électrique :

- récupérer la **production excédentaire** lorsque la demande est inférieure à l'offre ;
- compenser **l'intermittence de certaines unités** de production renouvelables ;
- faire diminuer la pression sur le réseau électrique lors d'un pic de consommation ;
- améliorer la **stabilité globale du réseau**.

Le **stockage de faible capacité**, mobile, a lui notamment pour intérêt le développement d'une mobilité électrique, moins polluante et réduisant la dépendance aux importations pétrolières.

Ces deux catégories de stockage, de forte capacité stationnaire ou de faible capacité mobile, ne sont pas indépendantes l'une de l'autre. Certaines technologies disposent en effet des qualités nécessaires leur permettant d'assurer différentes missions de stockage. Par exemple, certains assemblages de batteries électrochimiques sont susceptibles de permettre un stockage de stationnaire de quelques MWh. Ce stockage pourrait même être à terme réalisé par le biais de capacités diffuses contenues dans un parc de véhicules électriques²⁰.

Les différentes technologies

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

Les STEP convertissent l'énergie électrique en une énergie potentielle liée à la gravitation, via deux retenues d'eau situées à des altitudes différentes et reliées par un système de pompage/turbinage. Ce dernier permet de pomper l'eau vers la retenue amont en période creuse, et de la turbiner vers la retenue aval en période pleine, dans un fonctionnement similaire à celui d'une centrale hydroélectrique. Les pertes de conversion faibles assurent au processus un rendement compris entre 70 et 85 %.

Les STEP représentent 99 % des installations de stockage de l'énergie électrique dans le monde, pour une capacité mondiale d'environ 150 GW répartie sur 400 unités. Si la technologie est limitée par le nombre de sites disponibles, elle n'en est pas moins en plein essor. L'AIE prévoit ainsi une multiplication par 3 à 5 des capacités mondiales d'ici à 2050. Le potentiel de STEP est déjà bien exploité en France, ces dernières produisant entre 6 et 7 TWh chaque année.

²⁰ Pour plus d'informations sur le *Vehicle-to-grid* (V2G), voir notamment l'annexe n° 8.

Le stockage par air comprimé (CAES)

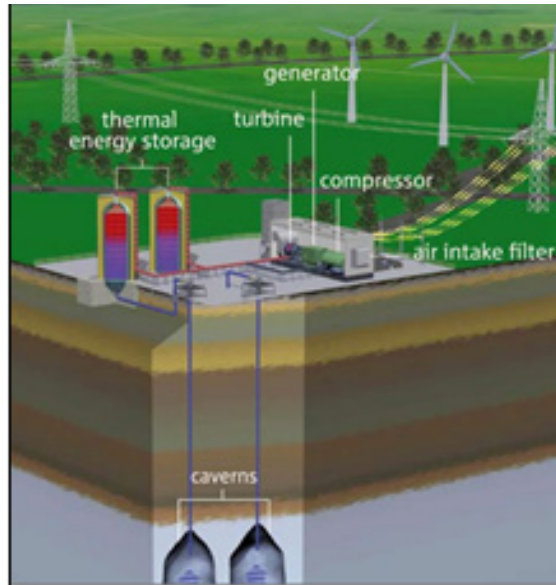
Le principe des installations de stockage par air comprimé (*Compressed Air Energy Storage* ou CAES) utilise de **l'électricité disponible à bas coût pour comprimer de l'air, via un système de compresseurs**. L'air, fortement comprimé et dont la température a augmenté de plusieurs centaines de degrés, est ensuite **stocké dans un réservoir** (ancienne mine de sel, ancienne caverne de stockage du gaz naturel, etc.). Il peut ensuite être réinjecté dans une chambre de combustion au gaz naturel, entraînant une turbine reliée à un alternateur produisant de l'électricité. La phase de compression de l'air est donc séparée d'un processus similaire en tout point à celui d'une centrale à gaz classique. La compression est couteuse en énergie puisqu'elle représente environ un tiers de l'énergie contenue dans l'air chaud comprimé.

Les **CAES classiques** envoient directement l'air chaud, comprimé en sortie de compresseur, dans la chambre de stockage. Cette dernière ne pouvant assurer que le maintien de la pression, l'air comprimé extrait du réservoir doit être préchauffé avant d'être envoyé dans la chambre de combustion. Le rendement d'un tel processus est d'environ 50 %, puisque la chaleur liée à l'échauffement de l'air pendant la compression est perdue.

Les **CAES adiabatiques** (*Advanced adiabatic CAES* ou AA-CAES) disposent de deux réservoirs : l'un stockant l'air comprimé à 200 bars, l'autre permettant de stocker adiabatiquement (sans perte de chaleur) la chaleur issue de la compression. Lors de la phase de déstockage, cette chaleur pourra être utilisée pour réchauffer l'air comprimé, ce qui fait monter le rendement de l'opération à 70 %. Le projet le plus avancé est actuellement mené par le conglomérat allemand RWE, visant un début des phases préliminaires de test en 2016 (projet ADELE).

Les **CAES isothermes** (à température constante) sont encore au stade expérimental, et consistent à récupérer la chaleur au fur et à mesure du procédé de compression, l'air restant alors à température constante. Le rendement est estimé à 95 %.

Fig. 4 : Représentation d'une installation CAES adiabatique



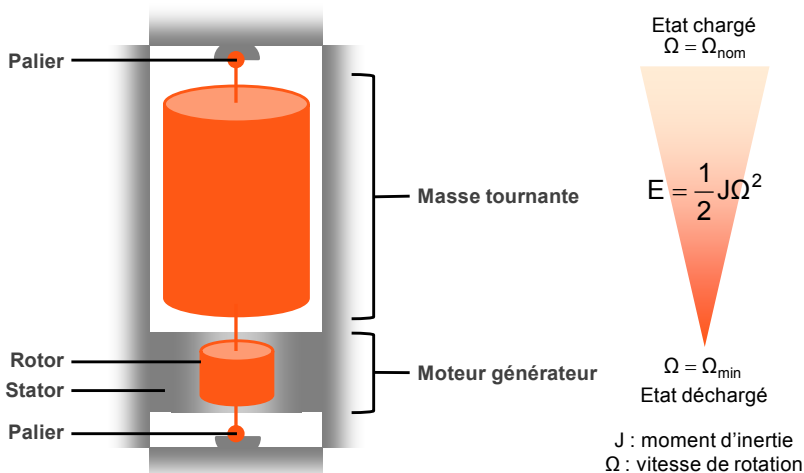
Source : RWE Power AG, 2010.

Il existe actuellement une dizaine d'unités de CAES dans le monde, principalement en Allemagne et aux États-Unis. Ce petit nombre s'explique par les difficultés existantes à obtenir un réservoir de stockage adapté et par un faible niveau de rentabilité des CAES conventionnels. Mais les avancées technologiques liées aux CAES adiabatiques et isothermes ont relancé l'intérêt des industriels pour cette technologie.

Le stockage inertiel

Le stockage par volant d'inertie permet **transformer l'énergie électrique en une énergie cinétique de rotation lors de la charge** et inversement lors de la décharge. Le volant est constitué d'une masse, la plupart du temps cylindrique, mise en rotation autour d'un axe fixe. La masse est reliée à un moteur/générateur électrique permettant d'augmenter la vitesse ou de la diminuer en produisant alors de l'électricité. **L'énergie cinétique étant proportionnelle à la masse ainsi qu'au carré de la vitesse**, les technologies peuvent utiliser prioritairement des matériaux lourds ou fonctionner à haute vitesse, en fonction des contraintes de frottement et de résistance à la rupture.

Fig. 5 : Représentation simplifiée d'un volant d'inertie



Source : EDF

Cette technologie permet notamment de **soutenir le maintien de la fréquence** autour de valeurs moyennes, de compenser des variations de faible ampleur des productions renouvelables, etc. Les acteurs sont encore peu nombreux, le principal étant la société Beacon Power, qui a construit deux centrales de 20 MW aux États-Unis, dans un but de régulation de fréquence.

Le stockage d'énergie électrique par hydrogène

Ce processus consiste en la **fabrication d'hydrogène, qui peut être obtenue par une réaction d'électrolyse**, réaction décomposant l'eau en oxygène et en hydrogène sous l'impulsion d'un courant électrique. L'hydrogène obtenu est ensuite comprimé, liquéfié ou stocké sous forme solide. Au niveau de l'électrolyse, 3 grandes familles existent :

- La technologie Actuelle d'électrolyse alcaline (AEL), chère peu flexible et un rendement faible (65 %), mais disponible.
- Une technologie « du futur » dite à haute température (HTEL), très flexible, peu chère et d'un excellent rendement (90 %), mais encore en développement.
- Une technologie intermédiaire, l'électrolyse à membrane polymère (PEMEL), moins performante que l'électrolyse haute température (rendement de 70%) mais déjà disponible pour des petites puissances.

L'hydrogène présente la particularité d'être (au même titre que l'électricité) **un vecteur énergétique, c'est-à-dire qu'il permet de transporter l'énergie**. Ses usages sont multiples et sa combustion est non polluante, ce qui conduit à faire de lui un gaz propre **à la condition essentielle que sa production soit réalisée par un mix électrique décarboné**.

Il peut ensuite être utilisé pour la production d'électricité (*power to power*), de gaz (*power to gas*), dans les transports ou dans l'industrie.

Les batteries électrochimiques

Ce mode de stockage repose sur la **conversion réversible de l'énergie électrique en énergie chimique**, basée sur une réaction d'oxydo-réduction. Cette technologie présente l'avantage d'une certaine flexibilité liée à la possibilité de **regrouper plusieurs unités entre elles**, afin d'obtenir les caractéristiques de tension ou d'intensité demandées.

À la fois dans le domaine de **la mobilité électrique comme dans celui du stockage stationnaire**, les progrès réalisés ces dernières années sont considérables même si le modèle économique reste incertain. Néanmoins, d'autres ruptures technologiques sont attendues pour un modèle qui pourrait évoluer en fonction des réglementations environnementales futures.

Le stockage thermique de l'énergie électrique

Le stockage sous forme de chaleur ou de froid permet de décaler la demande des périodes de forte consommation vers des périodes creuses. En particulier, l'eau chaude sanitaire produite à partir d'électricité est un usage largement répandu en Europe et en particulier en France, et un moyen indirect particulièrement économique de « stockage de l'électricité » : l'eau est ainsi chauffée pendant les heures creuses (« stockage ») et utilisée en heures pleines (« déstockage »). En France, l'usage s'est massivement développé dans les années 60 et 70 (de l'ordre du tiers des ménages équipés) grâce à l'usage combiné des compteurs bleus à deux périodes, d'une tarification heures pleines-heures creuses reflétant les différences journalières de coûts de production de l'électricité, et des cumulus à eau chaude. Aujourd'hui en France, ce sont plus de 5 GW qui sont ainsi déplacés quotidiennement pour une demande nationale de l'ordre de 50-100 GW (correspondant à 20 TWh/an déplacés, soit environ 5 % de la consommation annuelle d'électricité française), ce qui procure des économies substantielles de combustibles et d'investissements. De nos jours, certaines expérimentations liées aux *smart grids* sont susceptibles de produire un pilotage plus fin de ce chauffage : il pourrait être réalisé lors de périodes de forte production renouvelable, favorisant ainsi l'intégration de ces dernières dans le mix électrique²¹.

Par ailleurs, la conversion d'électricité en chaleur peut également être réalisée via l'usage de pompes à chaleur ou de radiateurs. Les réseaux de chaleur et d'électricité sont également couplés via l'utilisation de centrales de cogénération produisant à la fois de l'électricité et de la chaleur. Dégager de la flexibilité sur les réseaux de chaud/froid peut donc être une source de flexibilité importante pour les systèmes électriques, et le stockage de chaud/froid peut ainsi indirectement fournir des services similaires à ceux du stockage dit d'électricité.

Le projet Sether développe enfin une nouvelle technologie d'un stockage thermique direct qui n'est plus basé sur un décalage de consommations. Ce procédé, au potentiel considérable, repose sur un cycle thermodynamique au cours duquel l'électricité produit de la chaleur par le biais d'une pompe à chaleur. L'énergie thermique est ensuite emmagasinée dans des matériaux portés à haute température (800°C) et peut être récupérée en inversant la pompe à chaleur, le rendement global du cycle étant estimée à 70 %.

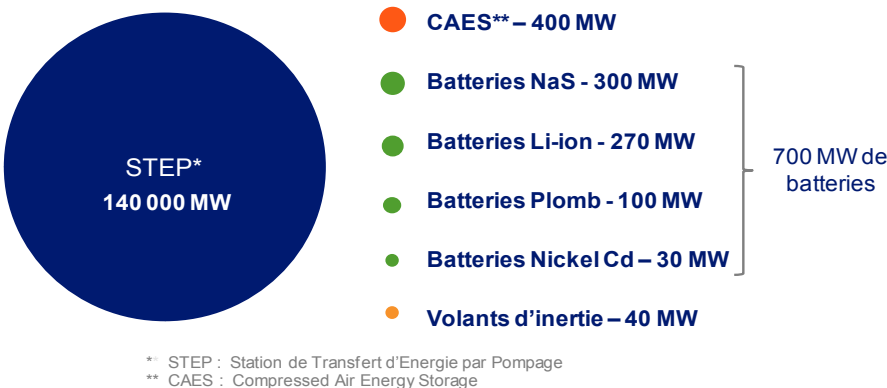
21 C'est l'un des objectifs du projet Nice Grid, développé depuis 2011 dans les Alpes-Maritimes.

Le stockage direct de l'électricité

Un stockage direct de l'électricité est rendu possible par l'utilisation de supercondensateurs. Un supercondensateur peut être considéré comme un condensateur amélioré, capable de stocker une énergie électrique sous forme d'un champ électrostatique sans qu'une réaction chimique soit nécessaire. Cela permet une charge et décharge jusqu'à 10 000 fois plus rapide que pour les batteries ainsi qu'une durée de vie plusieurs centaines de fois supérieure. Les utilisations actuelles, marquées par une faible capacité de stockage mais des capacités de puissance intéressantes, portent sur la récupération de l'énergie de freinage ainsi que dans une combinaison avec des batteries où le supercondensateur assure le « stop&start ».

Bilan des capacités installées

Les STEP représentent la principale technologie de stockage aujourd'hui installée (140 GW, soit 99 %). Le potentiel de déploiement de cette technologie est encore important, et cette technologie restera donc durablement une référence. Les autres technologies sont l'objet de recherches très importantes mais ne représentent pas encore de volumes très importants. Les stockages d'hydrogène, et de chaud/froid ne sont pas indiqués dans les données ci-dessous.



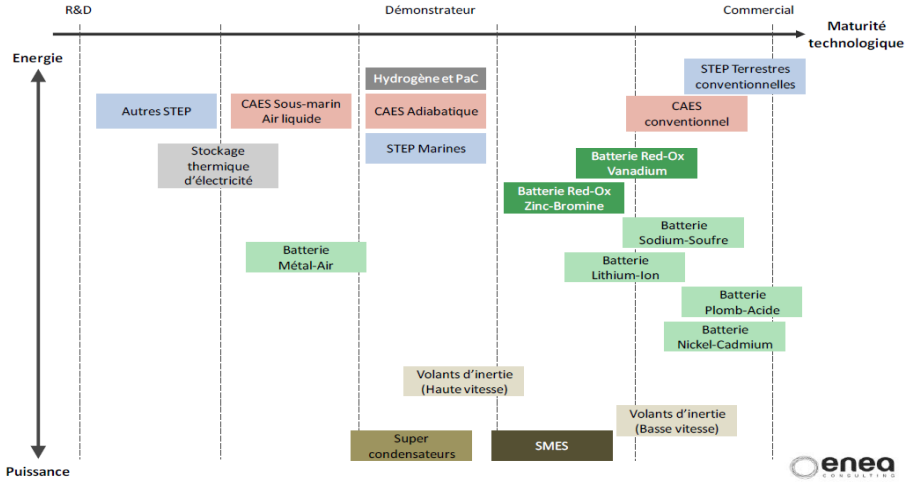
Source : EDF

Comparaison des technologies

Si certaines technologies sont aujourd'hui répandues industriellement, d'autres sont encore dans un stade de pré-commercialisation ou même de recherche expérimentale.

Les investissements massifs dans ce domaine sont cependant générateurs d'une **diminution rapide de certains coûts couplée à un progrès technologique considérable**. Si les effets d'annonce de grands centres de recherche sont nombreux et pas toujours suivis de réalisations concrètes, le secteur du stockage de l'énergie électrique n'en est pas moins en évolution constante. Plusieurs domaines actuels de recherches semblent être à même de révolutionner complètement le secteur de l'électricité, à condition qu'une viabilité technico-économique puisse être obtenue au fil des années. Ces possibles **ruptures technologiques** pourraient modifier profondément les chiffres évoqués dans ce rapport, qui doivent donc être appréciés avec prudence.

Fig. 6 : Les différentes technologies de stockage en fonction de la maturité technologique

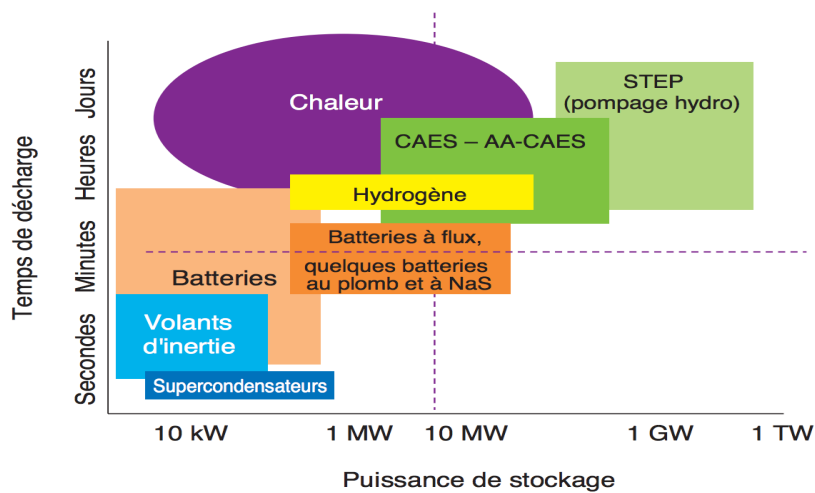


Source : ENEA consulting, mars 2012.

Les procédés les plus matures et développés au niveau commercial sont les STEP territoriales, suivies des CAES et de plusieurs catégories de batteries. Ces dernières ont été rejointes ces dernières années par des batteries à flux principalement destinées au stockage stationnaire.

Degré de maturité identique ne signifiant pas capacités de stockage identiques, la figure ci-dessous compare également les technologies en fonction des puissances livrables et du temps de décharge.

Fig. 7 : Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et de l'autonomie



Source : IFPEN d'après diverses sources

Source : IFPEN, 2013.

Même au niveau d'une technologie spécifique, les données peuvent évoluer fortement en fonction de la localisation, du constructeur, ou de l'utilisation qui en est faite. Il est pour cette raison globalement difficile d'obtenir des données stabilisées des coûts, puissances et capacité des différentes possibilités du stockage de l'énergie électrique, ce secteur étant en pleine mutation. Le tableau suivant présente néanmoins des ordres de grandeur intéressants.

Comparaison des technologies (CRE)	Capacités	Puissance	Délais de réaction	Investissements (€/kW)	Durée de vie (en cycles)
STEP	1-10 GWh	0,1 – 2 GW	10 mn	600 – 1 500	11 000
CAES	10 MWh-10 GWh	15 – 200 MW	1 mn	400 – 1 200	11 000
Hydrogène	10 kWh-10 GWh	1 kW – 1 GW	100 ms	3 000 – 5 000	25 ans
Batteries	1 kWh – 10 MWh	0,01 – 10 MWh	1 ms	300 – 3 000	500 – 4 000
Volants d'inertie	0,5 – 10 kWh	2 – 40 MW	5 ms	3 000- 10 000	10 000

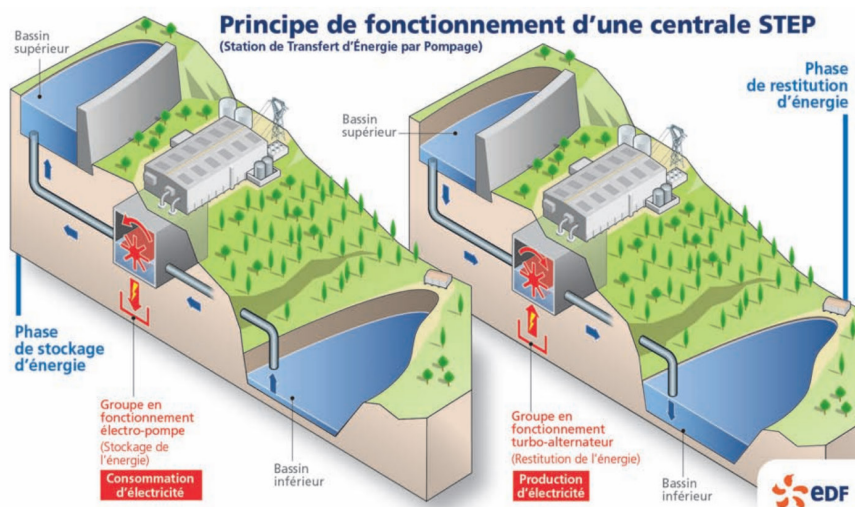
Annexe n° 6 : les Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Technologie

Les STEP convertissent l'énergie électrique en **énergie potentielle gravitationnelle**, liée à l'interaction d'un objet avec la force de gravitation.

Composées de deux retenues d'eau (lac, barrage, etc.), situées à des hauteurs différentes et reliées par des canalisations, elles sont équipées d'un système de **pompage/turbinage réversible**. Ce système permet de pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur en période de surproduction, lui conférant ainsi une énergie gravitationnelle qui peut être récupérée par turbinage lorsque cela est nécessaire. L'eau du réceptacle supérieure est alors vidée, sous l'action de la gravité, et passe à travers une turbine produisant de l'électricité à la manière d'une centrale hydroélectrique classique. C'est donc un système de **stockage réversible** où les pertes de conversion sont faibles. Les STEP permettent ainsi **un report de la mise à disposition** sur le réseau de la production électrique des périodes de surproduction vers les périodes de sous-production.

Fig. 8 : Le principe de fonctionnement d'une centrale STEP



Source : EDF.

Les quantités d'eau devant être transférées sont néanmoins considérables. Ainsi, un objet, d'une masse **m** égale à 100 kg, déplacé d'une altitude **z₀**=0 m à une altitude **z₁**=100 m sous une force gravitationnelle considérée constante et symbolisée par **g**=9.81 N/kg, recevra une énergie potentielle égale à :

$$E_p = mg (z_1 - z_0) = 98.1 \text{ kJ} = 27,25 \text{ Wh}$$

Selon cette formule simplifiée²², pour stocker 1 MWh d'énergie potentielle dans un objet entre les altitudes **z₀** et **z₁**, il faut que la masse de l'objet soit de 3 670 tonnes soit plus de 6 airbus A380 au décollage. Du fait de cette **faible densité énergétique**, il est donc nécessaire que les STEP disposent de réservoirs de dimensions considérables ainsi que d'une très forte différence d'altitude.

Les STEP peuvent se définir selon plusieurs critères :

- la **capacité maximale de stockage**, exprimée en GWh, qui dépend de la quantité d'eau stockable et de la différence d'altitude ;
- la **puissance mobilisable** en stockage et en déstockage, exprimée en MW, qui dépend des capacités des conduites, des turbines et des pompes ;
- la **constante de temps**, de l'ordre de la dizaine d'heures, qui représente l'énergie stockable par unité de puissance ;
- le **rendement** est le rapport entre l'énergie électrique délivrée lors de la phase de turbinage et l'énergie électrique consommée lors de la phase de pompage. Il est d'environ 80 % pour les installations les plus récentes, et dépend des pertes de charges liées aux pompes, aux turbines et aux frottements dans les conduites ;
- le **degré de flexibilité** est le critère définissant la capacité de réaction de l'installation vis-à-vis d'une demande d'ajustement rapide de puissance en stockage ou en turbinage. Cela concerne principalement les services systèmes²³.

On distingue enfin les **STEP « pures »**, où l'apport naturel gravitationnel est négligeable, des **STEP mixtes** qui sont alimentées par le pompage et des flux d'eau naturels. La taille importante des installations permet des capacités de stockage considérables, de plusieurs GWh, avec des puissances mobilisables en quelques minutes allant de quelques dizaines à plusieurs centaines de MW.

Les STEP en France et dans le monde

Avec environ **150 GW** répartis sur plus de 400 sites, les STEP représentent **99 % des capacités** de stockage de l'énergie électrique dans le monde. Plusieurs stations disposent d'une puissance dépassant le GW, comme celle de la station américaine de Bath Country (3 GW) ou des deux stations chinoises de Guangzhiu et Huizou, ouvertes en 2000 et 2011 (2,4 GW chacune).

Il existe une dizaine de STEP en activité en France pour une puissance de 5 GW, représentant environ 3 % des capacités mondiales. Elles stockent entre 6 et 7 TWh annuellement soit environ 1 % de la production annuelle d'électricité sur le territoire²⁴. La France dispose de la plus grande unité européenne, avec la STEP de Grand'Maison, exploitée par EDF et construite en 1987. Cette dernière dispose de réservoirs inférieur et supérieur de

²² Les pertes sont négligées (rendement théorique de 100 %).

²³ Pour plus d'informations sur les réserves primaire et secondaire, voir l'annexe n° 4.

²⁴ En 2014, la production nette s'est élevée à 540,6 TWh.

respectivement 14 et 132 millions de m³, d'une hauteur de chute pouvant atteindre 955 m pour une puissance de 1 790²⁵ MW en pompage et 1 160 en turbinage. La station a produit, en 2013, 1 420 GWh avec un rendement moyen de 78 %, soit l'équivalent d'environ 1 200 heures de turbinage.

La plupart des STEP françaises ont été construites entre 1970 et 1990 et les sites disponibles à l'implantation de nouvelles unités sont rares. EDF se concentre donc sur des opérations de rénovation et d'extension, visant à améliorer les capacités et le rendement des installations.

Si RTE estime aujourd'hui le coût d'une STEP entre 0.5 et 2 millions d'euros par kW de puissance installée, il convient également de préciser que le modèle économique dépend du coût de l'électricité consommé par la STEP en période de surproduction. Les installations françaises payent ainsi les charges réseau, dont le TURPE²⁶, qui ont un impact sur rentabilité de l'installation, estimée au niveau mondial entre 70 et 150 €/MWh.

Perspectives

Le développement de la production renouvelable dans le monde renforce la nécessité d'adaptation de la production pour équilibrer le réseau. Les STEP, qui sont la meilleure technologie disponible en matière de capacité, de puissance et de coût, disposent donc d'une **importance stratégique**. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit donc au minimum un triplement des capacités d'ici à 2050.

Si la France ne semble pas disposer d'importantes possibilités d'évolution en la matière, le potentiel disponible étant déjà bien utilisé, d'autres pays européens travaillent au développement du secteur. La Suisse mène par exemple un programme visant à atteindre 5 GW de STEP d'ici à 2030, contre 1,4 actuellement. La Norvège cherche par ailleurs à construire des installations souterraines reliées à des lacs pour développer ses capacités. L'Espagne et le Portugal ont enfin lancé des grands projets considérables en la matière. Au niveau mondial, la Chine est moteur de la croissance des capacités, avec une puissance mobilisable passée de 11 à 30 GW ces 5 dernières années et un objectif de 50/60 GW en 2020.

L'absence de sites disponibles en zone montagneuse ou semi-montagneuse n'est pas une fatalité. Si plusieurs projets de **conversion de barrages hydroélectriques** en STEP sont envisagés, il est également possible de développer des STEP au bord de mer. La retenue supérieure est alors située au sommet d'une falaise, ou créée par une digue, à l'image de la STEP d'Okinawa au Japon qui peut mobiliser une puissance de 100 MW²⁷. La *start-up* SubHydro AS développe également un concept de **STEP sous-marines**, présenté par l'AIE dans son rapport sur l'hydroélectricité en 2050, qui pourrait se développer dans des régions comme la Bretagne ou la Normandie. Le concept de **STEP de grande ampleur sous forme d'atoll**, stockant de l'eau par le biais d'une digue, est une solution envisageable uniquement à très long terme. Toutes ses possibilités sont enfin soumises à des contraintes économiques fortes, liées à un CAPEX considérable, que les **faibles prix sur les marchés de gros** de l'électricité ne viennent pas améliorer.

²⁵ Soit autant qu'un réacteur EPR !

²⁶ Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricités.

²⁷ L'utilisation du dénivelé créé par une exploitation minière est également envisageable.

Annexe n° 7 : les batteries pour le véhicule électrique

Les véhicules électriques

Les véhicules électriques sont une branche de la famille des voitures électrifiées, regroupant plusieurs concepts de propulsion ayant recours à l'énergie électrique. Actuellement, trois catégories sont principalement présentes sur le marché :

- **les hybrides rechargeables** (*Plug-in hybrid Electric Vehicle*, ou PHEV) sont propulsées par un moteur électrique en ville et par un moteur thermique le reste du temps. Le moteur électrique est alimenté par des batteries rechargeables qui sont également connectées à un alternateur couplé au moteur thermique. Les batteries peuvent donc être rechargées par le moteur thermique en fonctionnement ou par un branchement sur le secteur à l'arrêt ;
- **les véhicules à prolongateur d'énergie** (*Extended Range Electric Vehicle* ou EREV) sont propulsées par un moteur électrique, alimenté par des batteries de grande capacité chargées par un ensemble moteur thermique/alternateur. Ce système permet des autonomies similaires à celles des véhicules à propulsion thermique, mais une consommation inférieure à 2 litres pour 100 km ;
- **les véhicules tout-électrique, ou électrique** (*Battery electric Vehicle* ou BEV) sont des moteurs à propulsion entièrement électrique. Ils sont pour la majorité d'entre eux limités à un usage urbain par l'autonomie de la batterie, et doivent être rechargés sur le secteur.

Les véhicules thermiques et électriques sont issus d'une approche totalement différente. En effet, les moteurs thermiques ne disposent que d'un rendement de 20 %, les pertes thermiques étant considérables, tandis que les moteurs électriques approchent les 80 % d'efficacité. Cependant, la **densité d'énergie par unité de masse** n'est pas du tout la même, l'essence pouvant stocker 100 fois plus d'énergie par kilogramme. En plus de la densité massique d'énergie²⁸, les facteurs de durée de vie et de coût²⁹ questionnent la spécificité et la pérennité de la propulsion électrique.

Il est nécessaire, dans l'analyse environnementale de cette technologie, de s'intéresser à la fabrication des batteries et à l'origine de l'électricité utilisée. Ces éléments influent fortement sur **l'impact écologique d'un véhicule électrique**, remettant occasionnellement en question le caractère « propre » du tout-électrique. Une **Analyse de cycle de vie (ACV)**, commanditée par l'ADEME en novembre 2013, estime que la **fabrication** d'une voiture électrique³⁰ est presque deux fois plus polluante (6,4 tonnes de CO₂ équivalent) que celle d'un véhicule thermique (3,7 tonnes), les batteries représentant à elles seules 3,15 tonnes. Le bilan global de l'ACV est cependant à l'avantage des voitures électriques, qui produisent 9 tonnes de CO₂ équivalent contre 22 pour le véhicule thermique étudié. Il est par ailleurs essentiel d'observer la modularité des résultats en fonction du **mix électrique du pays considéré**. Le graphique suivant compare ainsi l'ACV de 4 véhicules (propulsion diesel,

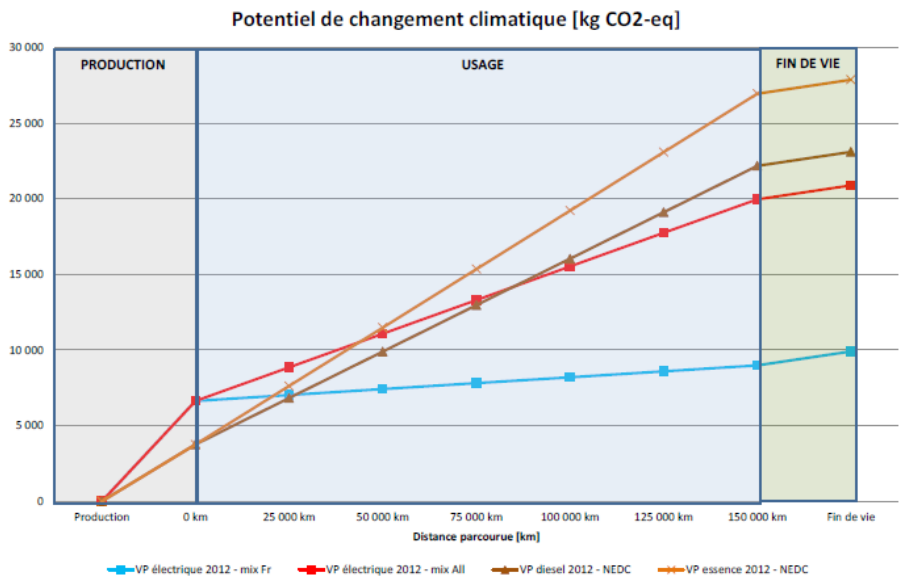
²⁸ Densité qui ne dépasse pas 150W Wh/kg, quand celle de l'essence est de 12 000 Wh/kg.

²⁹ Le surcoût à l'achat se situe, hors primes, entre 15 et 20 k€.

³⁰ Citadine polyvalente pour des trajets quotidiens de 80 km maximum, d'une durée de vie de 150 000 km, produite sur le territoire, etc.

essence, électrique en France et électrique en Allemagne). Le principal enseignement réside dans la variation du **potentiel de changement climatique** d'un véhicule électrique selon qu'il utilise une électricité française ou allemande. L'impact sur le changement climatique d'un véhicule électrique en Allemagne est en effet, selon l'étude, très proche de celui d'une propulsion diesel.

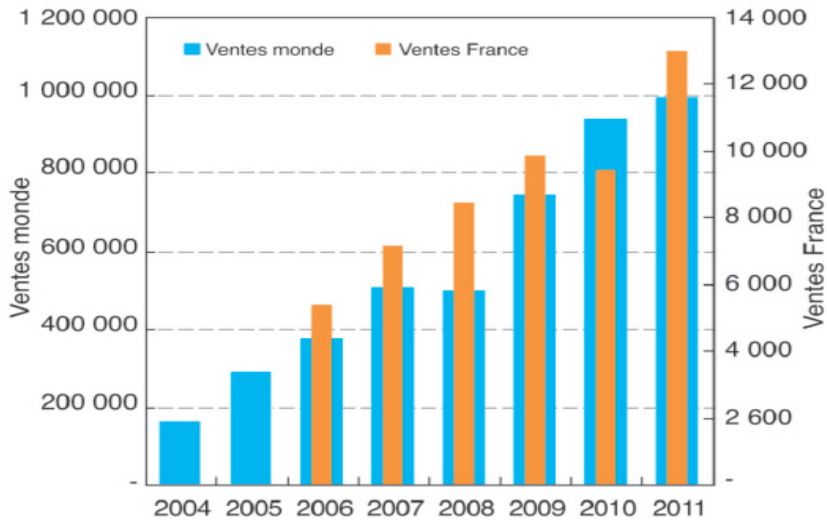
Fig. 9 : Potentiel de changement climatique en kg de CO₂ équivalent



Source : ADEME.

Si le développement des véhicules hybrides, plus flexibles, est rapide, celui des véhicules électriques est moins dynamique. L'amélioration des capacités des batteries et de leur durée de vie, en parallèle d'une diminution des prix, semble être indispensable à une évolution du regard des consommateurs. Ces derniers restent en effet très attachés à la question de l'**autonomie**, malgré des besoins quotidiens limités³¹.

Fig. 10 : Les véhicules hybrides vendus dans le monde et en France



Source : CCFA, Marklines.com, Pike Research

Source : IFPEN.

Les générateurs électrochimiques

On distingue généralement trois catégories de générateurs électrochimiques, qui permettent tous une conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. **Les piles primaires** sont les piles classiques, non rechargeables, utilisables dans une lampe de poche ou une télécommande de télévision. **Les piles secondaires, ou accumulateurs**, sont des unités rechargeables dont l'énergie disponible est tributaire des quantités de produits chimiques contenues par le boîtier. Ce système est basé sur une **réaction électrochimique réversible**. Enfin, les **piles à combustible**, sont des piles convertissant l'énergie chimique en électrique sous un apport continu de carburant (hydrogène, éthanol, etc.) et de comburant (généralement de l'air ou de l'oxygène).

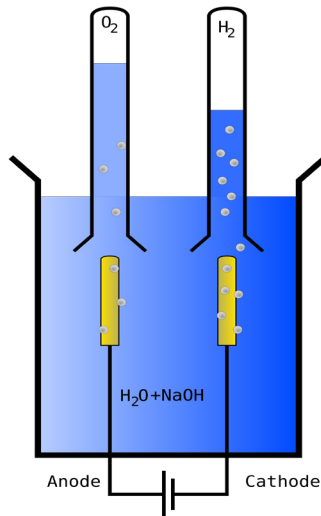
³¹ Selon un sondage de l'observatoire Cetelem de 2011 auprès de 6 000 personnes, alors que 80 % des trajets quotidiens sont inférieurs à 100 km, 55 % des européens (et 71 % des français) n'envisagent pas l'achat d'un véhicule doté d'une autonomie inférieure à 250 km.

Principe général des piles secondaires

Les batteries sont des accumulateurs électrochimiques, c'est-à-dire qu'une réaction chimique entre les composants de la batterie va produire l'électricité nécessaire à l'alimentation du moteur électrique. Elles sont en générales composées d'un assemblage de piles secondaires appelées **cellules** et reliées en série.

Le fonctionnement de la batterie repose sur trois éléments principaux : une **anode**, une **cathode** et un **électrolyte**, qui est le milieu liquide ou solide permettant le passage d'électrons d'un pôle anodique à l'autre. **Ce déplacement d'électrons forme un courant électrique** qui va alimenter le moteur, permettant à la batterie de fonctionner comme une pile classique, dotée d'un pôle positif (la cathode) et d'un pôle négatif (l'anode), tout en restant rechargeable par inversement de la réaction.

Fig. 11 : Schéma simplifié d'une installation d'électrolyse



Source : Google image

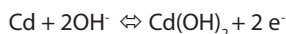
Pour organiser un transfert d'électrons du pôle négatif vers le pôle positif, le fonctionnement de la batterie repose sur **une double réaction chimique**. D'un côté, l'anode cède des électrons au cours de **la demi-réaction d'oxydation** ; de l'autre, la cathode les récupère dans une **demi-réaction de réduction**. L'ensemble forme une **réaction d'oxydo-réduction**, permettant le passage des électrons d'un pôle à l'autre ainsi qu'une circulation d'ions dans l'électrolyte. Dans la batterie, la réaction chimique va donc produire des ions³² par le biais des matériaux constituant l'anode, la cathode et l'électrolyte. Lorsqu'un des constituants anodique ou cathodique vient à manquer, la réaction s'arrête et la batterie est déchargée. Il est alors nécessaire **d'inverser la réaction**, en utilisant une alimentation électrique pour recharger la batterie. L'objectif pour les constructeurs est de déterminer des

³² Les **ions** sont des molécules ou atomes chimiques classiques ayant **perdu ou gagné un électron**. Les électrons portant une charge électrique négative, une molécule perdant un électron sera chargée positivement, et inversement.

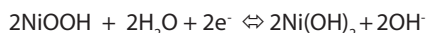
couples de matériaux, mis en contact par un électrolyte spécifique, capables d'assurer une réaction rapide et la plus longue possible, toute en maîtrisant l'environnement de réaction (chaleur, toxicité, etc.).

Exemple d'une batterie nickel-cadmium : Cette batterie est formée, lorsqu'elle est chargée, d'une anode composée de cadmium (Cd) et d'une cathode en oxyde hydraté de nickel (NiOOH). Les deux demi-réactions sont les suivantes :

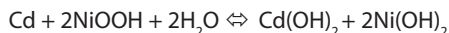
- **oxydation du cadmium contenu dans l'anode** sous l'effet d'un hydroxyde (OH^-) : production d'hydroxyde de cadmium ($\text{Cd}(\text{OH})_2$) et de **2 électrons** (e^-) :



- **réduction de la cathode** et production d'hydroxyde de nickel ($\text{Ni}(\text{OH})_2$) par **l'absorption des deux électrons** :



La réaction complète d'oxydoréduction est donc, en additionnant les deux demi-réactions³³ :



On observe donc une **transformation des réactifs cathodiques et anodiques** en produits différents, qui vont composer la batterie dans son état déchargé. La réaction, qui entraîne une circulation de charges et donc un courant électrique, s'arrête lorsqu'un des réactifs anodique ou cathodique vient à manquer. Pour recharger la batterie, il suffit d'inverser la réaction sous l'effet d'un courant continu externe.

Les facteurs de comparaison

Les batteries, formées d'un assemblage généralement en série d'accumulateurs (afin d'obtenir la tension souhaitée), délivrent une quantité d'énergie électrique exprimée en Wh³⁴. Les caractéristiques d'un accumulateur se définissent par trois grandeurs : la **densité d'énergie massique**, en Wh/kg, qui correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de masse ; la **densité de puissance massique**, en W/kg, qui correspond à la densité de puissance par unité de masse ; la **cyclabilité** qui est caractérisée par un nombre de cycles charge/décharge réalisables jusqu'au moment où la batterie aura perdu plus de 20 % de sa capacité nominale. Ces caractéristiques varient selon les composants utilisés, les usages demandés et les circonstances d'utilisation (température notamment). La question du temps nécessaire à la recharge doit également être considérée.

Présentation des principales technologies

❑ Les batteries au plomb

Les batteries au plomb, ou système plomb-acide, sont constituées par un couple plomb- oxyde de plomb baignant dans une solution d'acide sulfurique, qui forme l'électrolyte. Elles présentent un avantage en matière de puissance délivrée et de coût, mais

³³ Ce qui permet notamment de faire disparaître les électrons et l'hydroxyde de l'équation finale, ces derniers étant présents dans les réactifs et les produits. Néanmoins, c'est bien cet échange d'électron qui à l'origine du courant électrique.

³⁴ Le kWh est une unité d'énergie, et représente l'énergie consommée par un appareil de puissance 1 000 W pendant une heure. Un kWh vaut 3 600 kJ soit 859 kcal. Les différentes unités d'énergie s'expliquent par de écarts important de valeur, selon que l'on parle d'un barrage hydroélectrique ou de l'énergie dépensée par un effort physique.

sont dotées d'une faible densité énergétique (30 Wh/kg environ). Enfin, leur durée de vie, d'environ 600 cycles, est limitée. Elles souffrent également d'une baisse de rendement en cas de faible température, de l'utilisation d'un liquide corrosif et d'une certaine fragilité. Elles sont utilisées comme batterie de démarrage pour les véhicules thermiques, mais équipent également des scooters et certains véhicules électriques spécifiques (batteries plomb/gel).

❑ *Les batteries au nickel*

Les batteries Nickel/cadmium (Ni/Cd), très courantes en milieu industriel, ont équipé un certain nombre de projets de véhicules électriques. Elles ont été progressivement remplacées par des batteries nickel/métal hydrure (Ni/Mh), disposant de meilleures capacités de stockage (100 Wh/kg environ), peu polluantes, ayant une durée de vie d'environ 1 500 cycles et un **effet mémoire** en diminution³⁵. Cependant, elles souffrent d'un phénomène d'**autodécharge** considérable à l'arrêt, et sont couteuses. Elles équipent notamment des modèles hybrides comme la Toyota Prius.

❑ *Les batteries au lithium*

Les technologies au lithium sont diverses, couteuses mais **tendent à s'imposer dans l'industrie automobile** d'aujourd'hui.

Les batteries lithium/ion³⁶, tout d'abord, utilisent le lithium sous forme ionique dans l'électrolyte. Elles sont performantes (150 Wh/kg, chiffre en augmentation) mais également très chères, car nécessitant l'utilisation de cobalt ou de manganèse, matériaux rares et instables nécessitant un système de sécurité intégré appelé le *Battery management system* (BMS). Leur durée de vie est d'environ 1 000 cycles et elles ne souffrent pas d'effet mémoire notable.

Les batteries Lithium/fer/phosphates (LFP), apparues en 2007, présentent des caractéristiques intéressantes qui pourraient les conduire à se généraliser à terme sur le marché des véhicules électriques. La sécurité³⁷, la durée de vie et l'empreinte écologique devraient être en effet de meilleure qualité que celles des batteries au lithium classiques. Le coût, pour l'instant encore trop élevé, est susceptible de baisser grandement au cours des prochaines années. La densité massique d'énergie est d'environ 130 Wh/kg, et certaines études présentent une durée de vie d'environ 3 000 cycles.

❑ *Les batteries sodium/chlorure de nickel, ou Zebra*

Cette batterie dispose d'une bonne capacité énergétique, mais souffre d'une autodécharge de 12 % par jour où elle n'est pas branchée. En effet, la température doit être maintenue entre 270 et 350°C, limitant son utilisation régulière à une flotte de véhicule professionnel ou des transports en commun.

³⁵ L'effet mémoire est un phénomène affectant certains accumulateurs qui, s'ils ne sont pas entièrement déchargés avant la recharge, vont ensuite perdre en capacité de stockage.

³⁶ Elles équipent notamment les voitures ZOE (Renault) ou C-Zero (Citroën).

³⁷ Notamment parce que la réaction d'oxydoréduction n'entraîne pas de dégagement de dioxygène, un excellent comburant, ce qui diminue les risques d'explosion ou d'incendie.

Eléments de comparaison (*)	Plomb	Ni-Cd	Ni-MH	Li-ion	Zebra
Densité énergétique (Wh/kg)	30-50	80-90	60-120	110-160	120
Cyclabilité	500	2000	1500	700-1000	500
Autodécharge	5 %	10/15 %	15 % (**)	5 %	12 %
Coût d'achat par cycle (\$/cycle)	0,10	0,04	0,12	0,29	nc
(*) Voir notamment : <i>Advantages and limitations of the different types of batteries</i> , Battery University, 2010. www.aved.fr/www.smartgrid-cre.fr . (**) Pour les modèles à faible auto-décharge.					

Recherche et développement

Les investissements sur le secteur des batteries sont considérables, même si l'emballlement des premières années s'est ralenti. L'industrie de la batterie rechargeable demeure néanmoins toujours très dynamique ces dernières années avec un chiffre d'affaire total estimé à 50 milliards d'euros et une croissance de 5 % toutes technologies confondues. Le marché des batteries au lithium devrait connaître la plus forte croissance au cours des prochaines années. Il pourrait ainsi passer de 1,6 milliards d'euros en 2012 à 22 milliards en 2020, selon le cabinet Pike Research. Cependant, de nombreux verrous liés au poids, aux coûts, aux matériaux ainsi qu'aux habitudes de consommation ne sont, aujourd'hui encore, pas complètement levés. Si les grands laboratoires sont nombreux à présenter des innovations dans ces domaines, le chemin jusqu'à une possible industrialisation est souvent long et incertain.

Aujourd'hui, en plus des recherches sur les LFP, les investissements se concentrent également sur les batteries **lithium/air** qui, avec une densité située aux environ de 3 000 Wh/kg, pourraient à terme révolutionner le marché. Plusieurs questions liées à la corrosion, la pureté de l'air et au coût des électrodes doivent encore être réglées, nécessitant probablement plusieurs années de recherche. Si ces batteries sont amenées à stocker 10 fois plus d'énergie que les précédentes, la question du temps de recharge, déjà conséquent pour des voitures de faible autonomie, reste pour l'instant insoluble. Ces batteries pourraient néanmoins être porteuses d'un bouleversement du secteur, susceptibles d'offrir un avantage concurrentiel conséquent au premier constructeur les industrialisant. L'entreprise Volkswagen évoque, depuis 2014, des progrès considérables dans son effort de recherche sur ce sujet.

Enfin, l'entreprise NanoFlowCell a présenté en 2014 et 2015 des prototypes fonctionnant avec des **batteries à flux**, unités combinant les caractéristiques d'une pile à combustible et d'une pile rechargeable. Ils permettent une recharge rapide (le couple électrochimique utilisé étant sous forme liquide, situé dans des réservoirs externes à la batterie) mais également lente, en branchant le véhicule sur le secteur. Des questions liées au poids des réservoirs et à un coût encore très conséquent restent cependant à régler.

Le facteur économique

Le prix des batteries représente encore aujourd'hui entre 30 et 40 % du coût d'achat d'un véhicule, le surcoût global atteignant souvent les 15 000 €. Si le modèle économique peut s'avérer rentable sur le long terme pour le consommateur, l'importance de l'investissement initial n'en reste pas moins un frein majeur. Les prix des batteries ont néanmoins fortement diminué ces deux dernières années, la batterie Lithium/ion atteignant les 540 \$/MWh en 2014 soit une baisse de 20 % en deux ans, selon Bloomberg Energy Finance. La Banque coréenne Wooryl&S estime que cette baisse devrait se prolonger, évoquant même un coût de 150 \$/MWh en 2020. Cette diminution est le signe d'une technologie qui gagne en maturité mais est également la conséquence d'un **surinvestissement dans la production**. Selon Bloomberg, les usines de production de batteries lithium/ion tourneraient actuellement à 20 % de leurs capacités en conséquence d'une demande nettement plus faible que prévue.

Annexe n° 8 : les batteries pour le stockage de puissance

Le stockage de puissance électrochimique

Principes généraux

Ce mode de stockage repose sur la **conversion d'une énergie chimique en énergie électrique**. Deux options coexistent, en matière de stockage stationnaire : la première est celle du **stockage de grande échelle**, centralisé et caractérisé principalement par les stations de transfert par énergie de pompage (STEP), la seconde consiste **en un stockage décentralisé au niveau des sites de production³⁸ ou de consommation³⁹**. Utilisées comme réserve d'énergie, les batteries stationnaires peuvent délivrer une puissance sur une période allant de quelques heures à quelques jours. Ces batteries pouvant être associées les unes aux autres, en série ou en parallèle selon les besoins, elles disposent d'une bonne capacité d'adaptation. À cette flexibilité, il convient d'ajouter une efficacité de cycle élevée, une simplicité d'installation, de faibles besoins de maintenance et un phénomène d'autodécharge négligeable. Les contraintes technologiques limitent néanmoins leur utilisation à l'échelle d'un bâtiment ou d'une petite collectivité, ainsi qu'au lissage de l'énergie émise par une installation renouvelable.

Si quelques batteries de fonctionnement classique sont susceptibles de répondre à ces besoins, ce sont les **batteries à flux, ou batteries à circulation⁴⁰**, qui présentent les caractéristiques les plus intéressantes. Ces unités, qui cumulent les possibilités d'un accumulateur et d'une pile à combustible, fonctionnent par le biais du stockage d'un **couple électrochimique⁴¹** formé de deux **électrolytes sous forme liquide**. Les électrolytes sont ensuite pompés vers une cellule dont les deux compartiments sont séparés par une **membrane solide**, permettant seulement aux ions de la traverser. Parce que l'énergie chimique est située dans les réservoirs contenant les électrolytes, et non dans les électrodes comme c'est le cas pour les batteries classiques, des capacités plus importantes de stockages sont disponibles. Ce système permet une **recharge rapide de la batterie**, mais également une **régulation des flux thermiques** lorsque les électrolytes sont caloporteurs, évitant ainsi une élévation de température typique des accumulateurs classiques. Enfin, les installations ont une durée de vie plus longue, d'environ 10 000 cycles, les électrodes n'étant pas déformées par la répétition de cycles induisant des réactions chimiques à leur contact. Les électrodes n'influent pas ou peu sur la réaction électrochimique, elles sont généralement constituées de matériaux carbonés, les rendant moins coûteuses. Ces éléments présentent enfin une plus grande surface utilisable ce qui permet de maximiser la réaction. Cependant, la capacité de stockage par unité de volume de ces unités est particulièrement faible, puisque les substances électroactives sont sous forme soluble dans une solution aqueuse.

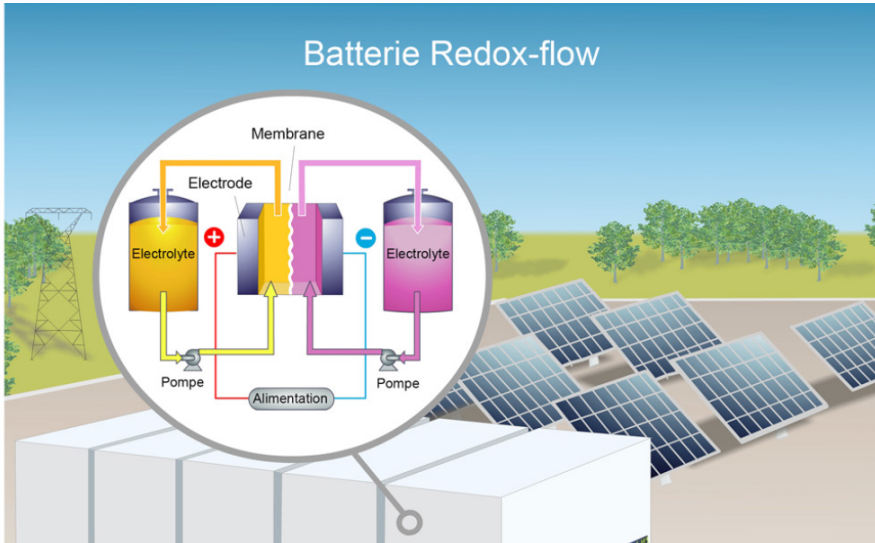
38 Réalisable aussi bien à l'échelle d'un bâtiment équipé de panneaux photovoltaïques que pour des centrales dédiées à la production éolienne ou solaire.

39 Pour assurer la continuité de l'approvisionnement sur des sites sensibles, en remplacement de groupes électrogènes.

40 *Redox flow* en anglais, *redox* étant une contraction de réducteur/oxydant.

41 Pour plus de précisions sur les questions liées aux réactions d'oxydoréduction, voir l'annexe n° 7.

Fig. 12 : Schéma simplifié d'une installation stationnaire de stockage



Source : CEA.

Si l'application de cette technologie à la mobilité électrique est fortement limitée par la taille des réservoirs d'électrolyte, elle trouve néanmoins des applications stationnaires diverses, notamment en matière de lissage de la production d'un site éolien ou solaire. Le développement des batteries dans ce domaine n'en est cependant qu'à ses débuts et les projets rentables sont, dans un contexte de faibles prix de marché de l'électricité, rares voire inexistantes.

Les technologies existantes de batteries à flux

❑ Les batteries zinc/brome (Zn/Br)

Fondées sur le couple ionique Zn^+/Br^- , ces batteries sont limitées par le développement de Zinc solide issu de la réaction d'oxydoréduction ainsi que par la nature corrosive du brome.

❑ Les batteries vanadium-redox flow (VRB)

Plusieurs installations de cette catégorie de batteries existent aujourd'hui, à l'image de l'installation de la ferme éolienne japonaise de Tomamae Villa qui est capable de fournir une puissance de 4 MW pendant 90 mn. Le stockage de l'énergie électrique est ici assuré par un couple électrochimique à base de Vanadium ($\text{V}^{2+}/\text{V}^{3+}$), mais est limité par les ressources disponibles, le Vanadium étant un métal rare principalement situé en Chine. Il est de plus hautement toxique bien que complètement recyclable.

❑ *Les batteries au sodium*

Ces sont les batteries pour lesquels l'effort d'investissement dans la recherche est le plus important, amenant à une multiplication des installations. Elles fonctionnent à une température considérable (environ 300°C), via des **électrodes de forme liquide**. Parmi les différentes technologies de stockage utilisant du sodium, les batteries sodium/soufre (Na/S) sont les plus développées, notamment au Japon et aux États-Unis pour des puissances atteignant plusieurs MW. On compte également un projet sur l'île de la Réunion d'une puissance d'1 MW, à chaque fois en soutien du réseau vis-à-vis de la production renouvelable. Fin 2012, on comptait près de 200 installations de ce type dans le monde, pour une puissance totale d'environ 315 MW⁴². Enfin, les batteries sodium/chlorure de nickel (Zebra), initialement développées à des fins de stockage mobile pour les voitures électriques, sont désormais envisagées pour un stockage stationnaire. Ces batteries, qui résistent bien aux variations de température, ont un profil écologique intéressant et sont entièrement recyclables. Les accumulateurs SoNick (pour Sodium/Nickel) de l'entreprise italienne Fiamm permettent ainsi de stocker jusqu'à 4 500 kWh d'électricité sur le site de la centrale photovoltaïque de Montsinéry (Projet Toucan, Guyane).

❑ *Les batteries ORBAT (Organic Redox Flow Battery)*

Des chercheurs de l'université de Harvard ont, en 2014, présenté le modèle d'une batterie à flux fonctionnant via un couple redox (réducteur/oxydant) formé d'une molécule organique (la quinone) et d'acide bromhydrique. Les résultats présentés montrent qu'une telle batterie serait dotée d'une durée de vie considérable d'environ 5 000 cycles, tout en étant économique et écologique. La solution ORBAT permettrait donc le développement d'un stockage considérable de l'électricité sous forme d'énergie chimique, via un système de batteries à flux rechargeables n'utilisant pas de métal. Mais le travail de recherche n'en est qu'à son début, la prochaine étape étant la construction d'un prototype de puissance supérieure à celui présenté initialement. Il est donc trop tôt pour se prononcer sur l'avenir de cette technologie de rupture.

❑ *Les batteries Redox fer-chrome*

En mai 2014, la société Enervault a inauguré une centrale de production photovoltaïque fonctionnant par le biais du couple fer/chrome. Ce dernier présente des caractéristiques similaires aux batteries redox fonctionnant au vanadium, mais en utilisant des éléments moins coûteux. Cette installation, capable de fournir une puissance de 250 kW pendant 4h, est pour l'instant la seule à être dotée d'une technologie qui pourrait à l'avenir se développer⁴³.

Les batteries métal-air

Les batteries métal/air, dotées de cathode à oxygène, disposent d'un très bon potentiel pour le stockage mobile ou stationnaire. Dans ce domaine, le couple zinc/air semble le plus avancé et fait l'objet de plusieurs programmes de développement. L'utilisation du zinc, couplé à l'oxygène qui est approvisionné en continu, présente en effet plusieurs avantages : il est abondant et peu cher ; il est beaucoup plus sûr que le lithium qui réagit dangereusement

⁴² Le stockage d'Énergie, Electrosuisse, bulletin online d'octobre 2012.

⁴³ Voir notamment le bulletin électronique 372 de l'ambassade de France aux États-Unis.

avec l'air et l'eau ; il est facilement recyclable. Plusieurs brevets ont été déposés ces dernières années par des sociétés américaines (à l'exception de la start-up israélienne Phinergy) sur les principaux verrous technologiques existant, notamment dans l'impact du flux d'air sur l'électrolyte et l'électrode en zinc. L'objectif des groupes industriels est désormais de réduire le coût encore conséquent de cette technologie.

Les batteries lithium-ion avancées

Certains assemblages de batteries classiques⁴⁴ présentent des capacités de stockage stationnaire intéressantes. Le groupe SAFT développe ainsi des Systèmes de stockage d'énergie (SSE) basés sur des assemblages de batteries lithium/ions conteneurisées, permettant de moduler les fluctuations de production renouvelables. Le modèle Medium Power affiche par exemple une puissance de 1 100 kW et une capacité de stockage de 580 kWh. Par ailleurs, un assemblage lithium/ion capable de fournir une puissance de 1 MW pendant 3h est actuellement à l'essai dans le cadre du projet européen STORE, projet qui a pour objectif de tester différentes technologies de stockage dans des îles non-interconnectées au réseau continental.

Les principaux verrous

Les principaux verrous sont avant tout technologiques, et résident dans l'obtention d'un couple redox d'un coût abordable, satisfaisant à des contraintes de puissance, d'autonomie, de sûreté, de cyclabilité et de respect de l'environnement. La question de la gestion de la chaleur dégagée et de sa récupération est souvent cruciale, de même que la gestion de la batterie et de ses réserves. Sur ce dernier point, le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) travaille, via le projet STORE, au développement d'algorithmes **d'optimisation des cycles et d'indicateurs d'état de charge**, afin d'améliorer la durée de vie des cellules.

Le *Vehicle to Grid* ou l'usage de batteries mobiles pour le stockage massif de l'électricité

Le concept de **Vehicle to grid, ou V2G**, est significatif de l'impact que pourrait avoir un développement des **smart grids** sur l'organisation du réseau électrique, en permettant notamment un stockage massif de l'électricité par le biais d'un parc de véhicules électriques. Le V2G consiste en effet à considérer un parc de véhicules électriques, intégrés dans un réseau intelligent, comme autant de moyens de stockage et de déstockage de l'électricité. Dans un premier temps, le réseau permettrait **un pilotage fin et maîtrisé de la charge du véhicule**, en fonction des besoins des consommateurs mais également des capacités de production. Cette charge pourrait avoir lieu préférentiellement lors de périodes de surproduction, facilitant d'autant l'intégration des véhicules électriques par un lissage de la demande.

Mais les possibilités vont largement au-delà : une voiture électrique parcourt en moyenne 35 km par jour, pour une autonomie d'environ 160 km⁴⁵. L'utilisation d'une partie de

⁴⁴ Voir annexe n° 7.

⁴⁵ Les transports de surface pour le développement durable, Commission européenne, 2002.

l'énergie de la batterie, pour la réinjecter dans le réseau lors des périodes de stationnement, est donc possible : c'est le concept de V2G. Le V2G crée ainsi un stockage massif de l'énergie par le biais d'unités de faible capacité diffusées sur le territoire, mais connectées à un même réseau. Le principal défi lié à son développement réside dans la **gestion des données**, assurée par un **agrégateur** dont le rôle et l'identité restent à définir. Ce dernier aurait pour mission de piloter **un système d'échanges multidirectionnels d'informations et d'énergie, en lien avec des unités mobiles, diffuses et aux disponibilités variables**. La question de l'impact du V2G sur la durée de vie des batteries doit faire de plus l'objet d'une réponse adaptée, acceptable par les consommateurs. Il convient d'ailleurs de citer les projets de réutilisation des nombreuses batteries usagées qu'un parc électrique conséquent serait susceptible de créer. Des capacités de stockage mobile amoindries peuvent en effet être assemblées afin de créer un centre de stockage stationnaire. Une unité est ainsi en construction à Hambourg⁴⁶ et devrait pouvoir mobiliser 2 MW de puissance en 2016, par le biais d'une centaine de batteries usagées.

Le concept de V2G, associé à celui de V2Home⁴⁷, affiche un potentiel exceptionnel⁴⁸ sur le long terme. Il n'en est pas moins qu'à ses débuts, et dépend évidemment du développement d'un parc conséquent de véhicules. Il présente toutefois des opportunités intéressantes au centre des métropoles (où l'extension du réseau est très onéreuse) comme à l'échelle des territoires isolés. Il est un exemple intéressant des évolutions considérables rendues possibles par l'émergence des réseaux intelligents.

46 Projet mené par l'alliance « Second-life batteries » entre BMW, Bosch et Wattenfall.

47 Concept qui promeut l'utilisation des **capacités excédentaires de la batterie pour alimenter le réseau domestique**, permettant ainsi un effacement de consommations domestique lors des pics de consommation.

48 En considérant une flotte de deux millions de véhicules, dont les batteries d'une puissance de 10 kW sont disponibles la moitié du temps, c'est potentiellement 10 GW qui peuvent être mobilisables via le V2G.

Annexe n° 9 : la production d'hydrogène et le stockage de l'énergie électrique

La production de l'hydrogène

Un gaz produit artificiellement selon des procédés divers

Le dihydrogène (H_2) est une molécule formée de deux atomes d'hydrogène (H), existant à l'état gazeux dans conditions normales de températures et de pression (15°C et 1 013 hPa) et qui n'est présent que sous forme de traces dans l'air. En effet, le dihydrogène, **fréquemment désigné sous le nom des atomes qui le composent**, est un gaz doté d'une **masse volumique extrêmement faible**, ce qui l'amène à s'échapper naturellement de l'atmosphère terrestre. L'hydrogène naturel est, pour cette raison, un gaz particulièrement rare, même si des études sur une possible utilisation de ressources naturelles d'hydrogène aient débuté ces dernières années. A l'inverse, l'atome d'hydrogène⁴⁹ est l'élément chimique le plus abondant sur la planète, ce qui permet la synthétisation en grande quantité de dihydrogène. C'est également l'atome le plus simple, puisqu'il est constitué d'un unique électron, gravitant autour d'un noyau à un seul proton.

Il existe de nombreuses possibilités de production de dihydrogène, gaz utilisé à l'origine à des fins d'exploration (ballons, dirigeables, etc.). Aujourd'hui, l'hydrogène s'obtient principalement à partir d'hydrocarbures comme le gaz naturel, dont il est extrait par une réaction chimique de **vaporeformage** conduisant à l'émission de monoxyde de carbone, puis de dioxyde de carbone. **Cette réaction n'a pratiquement aucun intérêt énergétique, puisque le méthane utilisé est déjà un combustible industriel.** D'autres technologies sont envisageables, comme la production issue de l'**électrolyse de l'eau**, de l'énergie thermique solaire (photoélectrochimie), d'une décomposition à très haute température (nucléaire thermique⁵⁰) ou à partir de biomasse. Parmi ces technologies alternatives, seule la production par électrolyse de l'eau est aujourd'hui développée.

L'hydrogène est quasiment uniquement utilisé dans l'industrie chimique et électrochimique, dont il est un composant de base. Il est ainsi utilisé dans la production d'ammoniac, de méthanol ainsi que dans le raffinage du pétrole brut. Consommé également dans les secteurs de la métallurgie, de la pharmacologie et de l'électronique, sa production s'estime annuellement à **60 millions de tonnes**, quantité qui ne représenterait que 1,5 % de la demande mondiale d'énergie primaire si elle était entièrement utilisée sous forme de vecteur énergétique⁵¹. La filière hydrogène, sauf à se développer dans des proportions considérables, n'a ainsi pas vocation à devenir un élément majeur de notre consommation énergétique. Néanmoins, les possibilités intéressantes qui sont les siennes en matière de mobilité et de stockage de l'énergie électrique pourraient en faire un **élément pivot**,

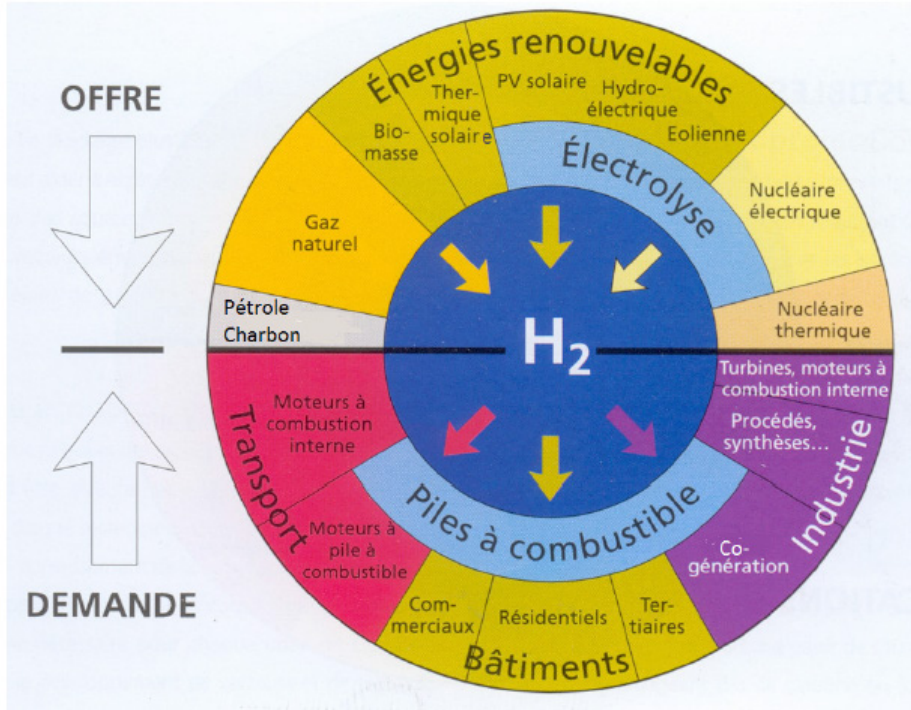
49 À distinguer donc de la molécule de dihydrogène communément appelée hydrogène.

50 Plusieurs pays ont néanmoins arrêté l'effort de recherche et développement sur ce sujet, en l'absence de perspectives de rentabilité économique (France, Etats-Unis, etc.).

51 Un vecteur énergétique, à la différence d'une source, transporte de l'énergie (CEA).

sur ces secteurs spécifiques. Si la **production par l'utilisation de combustibles fossiles représente près de 95 % de la production annuelle**, le procédé d'électrolyse de l'eau est donc amené à se développer. Pour toutes ces raisons, la chaîne de l'hydrogène⁵² est très développée.

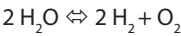
Fig. 13 : La chaîne de l'hydrogène



Source : Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC)

L'électrolyse de l'eau

L'électrolyse est une réaction obtenue par le biais d'un courant électrique permettant d'apporter une énergie correspondant à **l'enthalpie⁵³ de réaction**. Un apport d'énergie électrique permet la **décomposition de l'eau en oxygène et en dihydrogène** selon la réaction suivante :



⁵² La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, AFH2, 2013.

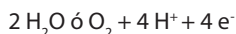
⁵³ **L'enthalpie** représente l'énergie totale d'un système thermodynamique, exprimée en joules. **L'enthalpie de réaction** est la **variation unitaire d'enthalpie** pour un mélange en cours. Pour les réactions à pression constante, la variation d'enthalpie est égale à au transfert de chaleur nécessaire à ou issu de la réaction.

Le rendement des procédés actuels d'électrolyse se situent entre 70 et 85 %, c'est à dire que l'utilisation de 10 kWh d'énergie électrique permettra la création de 7 à 8.5 kWh d'énergie chimique sous forme d'hydrogène. Il convient de garder à l'esprit que la conversion de l'hydrogène en électricité sera ensuite soumise à un facteur similaire, diminuant d'autant le rendement de l'opération stockage/déstockage, qui se situe entre 20 et 40 %⁵⁴. Ainsi, 10 kWh d'électricité convertis en hydrogène puis utilisés par une pile à combustible permettent d'obtenir entre 2 et 4 kWh d'électricité.

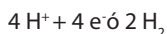
Aujourd'hui, le procédé d'électrolyse représente moins de 5 % de la production mondiale d'hydrogène, dominée par le reformage au gaz naturel (46 %), aux les hydrocarbures liquides (30 %) et au charbon (18 %). En France, l'électrolyse représente 1% d'une production annuelle estimée à 900 000 tonnes. Le **prix de l'électricité et le coût élevé des électrolyseurs** sont des facteurs clés du coût de revient, estimé entre 5 et 30 € par kg d'hydrogène. Néanmoins, le CEA estime que, dans l'hypothèse d'une production dédiée au stockage bénéficiant d'**économies d'échelles considérables**, le coût pourrait descendre à 3 €/kg d'H₂. Concernant l'électrolyse à basse température, près de 80 % du coût de revient de l'hydrogène obtenu dépend du coût de l'électricité utilisée (CEA).

Les conséquences environnementales de cette réaction, qui est intrinsèquement non polluante, dépendent principalement du mix électrique d'origine. Cette caractéristique n'est pas négligeable, puisque le CEA estime que l'impact de la production d'une tonne d'hydrogène est de respectivement 20 tonnes, 5 tonnes ou 0,3 tonne de CO₂ selon que le mix électrique considéré est européen, français, ou entièrement renouvelable.

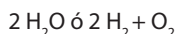
Le procédé d'électrolyse utilise une **réaction d'oxydoréduction** (voir fiche numéro 5) où **l'électrolyte est de l'eau**. Le courant électrique injecté circule dans l'électrolyte et aboutit à une oxydation de l'eau à l'anode :



Les ions hydroxydes traversant la membrane aboutissant à une création de dihydrogène à la cathode :



Ce qui aboutit à la réaction évoquée précédemment :



Afin, d'améliorer la cinétique de la réaction, l'utilisation de **platine comme catalyseur** est souvent nécessaire. Le platine étant un métal « noble », rare et couteux, il est un facteur de coût non négligeable de la réaction d'électrolyse. Pour cette raison, plusieurs travaux de recherche actuels, menés notamment par le CEA et le CNRS, visent à diminuer son influence dans la réaction d'électrolyse. Certaines études présentent des résultats intermédiaires intéressants, via l'utilisation de cobalt ou un procédé de nanostructuration du platine⁵⁵.

La technologie de base s'est développée, depuis la première électrolyse de l'eau réalisée, en 1900. L'électrolyte peut désormais être liquide en solution acide ou basique mais également solide sous forme d'une **membrane polymère** (*Proton exchange membrane*, ou PEM) ou d'une **membrane en céramique** stable pour les électrolyses à haute température (EHT). La structure des électrodes a également évolué, les systèmes **d'électrodes bipolaires**

⁵⁴ Benjamin Dessus - Déchiffrer l'énergie, Belin, 2014.

⁵⁵ Le Liten a ainsi annoncé avoir réussi à diminuer par 10 la quantité de platine nécessaire à l'électrolyse selon un procédé qui doit cependant passer les tests de l'industrialisation.

s'étant généralisés⁵⁶. L'électrolyse nécessite par ailleurs un très bon **filtrage de l'eau**, les impuretés risquant de perturber à terme le fonctionnement des équipements. Trois technologies sont aujourd'hui en plus ou moins développées, selon le type d'électrolyte utilisé : **alcalin**, **PEM** ou **EHT**. Si l'électrolyse à **basse température** (alcalin), présentée précédemment, est la technologie la plus mature et la plus répandue au niveau industriel, elle devrait être progressivement remplacée par les PEM, puis par des EHT sur le long terme.

L'électrolyse par membrane polymère

La spécificité de ce procédé réside dans l'utilisation d'un électrolyte solide, composé d'une membrane polymère capable de transporter les protons. **L'absence de liquides** permet une **compacité** et une **simplicité** de fonctionnement que n'ont pas les procédés utilisant un électrolyte liquide, soumis notamment aux problématiques de corrosion. Le coût d'achat de la membrane est cependant encore problématique pour une technologie qui semble particulièrement intéressante vis-à-vis des productions renouvelables intermittentes. En effet, ce type d'électrolyseur supporterait mieux **les variations de puissance disponibles**. Si les matériaux sont encore trop coûteux pour espérer une rentabilité à court terme, le fait que l'électrolyseur PEM bénéficie des avancées technologiques liées aux **piles à combustibles PEM** lui permet d'être considéré comme une solution d'avenir, les innovations d'une technologie bénéficiant à l'autre.

L'électrolyse à haute température (EHT)

Encore au stade de développement, l'EHT fonctionne à une température située entre 700 et 800°C, en utilisant de la **vapeur d'eau à haute température** pour apporter une partie de l'énergie nécessaire à la réaction. L'intérêt réside dans **l'utilisation de la chaleur résiduelle d'un procédé industriel pour faire fonctionner l'EHT**. Par ailleurs, si l'électrolyse à basse température nécessite un catalyseur sous forme de platine, métal rare et coûteux, ce n'est pas le cas de l'EHT. La haute température suffit en effet à améliorer la cinétique de la réaction et permet de plus un meilleur rendement.

Le principal enjeu pour l'EHT consiste désormais dans la recherche de **matériaux céramiques** adéquats, qui doivent résister à la déformation et aux corrosions amplifiées par ces températures de 800°C.

La photoélectrochimie

Encore au stade de la recherche fondamentale, la photoélectrochimie consiste à utiliser des **électrodes photoactives** immergées dans un électrolyte aqueux, afin de décomposer l'eau en dioxygène et dihydrogène. Les verrous actuels à la production d'hydrogène par des panneaux solaires relèvent principalement de la science des matériaux et de la gestion des procédés. L'AIE estime cependant que, à long terme, la photoélectrochimie pourrait être un élément du **triangle énergétique d'un monde sans énergies fossiles**, avec le photovoltaïque et les piles à combustible. Ce triangle serait basé sur les trois vecteurs que sont l'hydrogène, l'électricité et la lumière solaire.

⁵⁶ Ces systèmes utilisent deux plaques jouant le rôle d'anode et de cathode de part et d'autre du système, des cellules d'électrolyse fonctionnant en série les reliant.

La gestion du vecteur hydrogène

Les contraintes technologiques liées au transport sont fortes puisque, dans des Conditions normales de température et de pression (CNTP)⁵⁷, **l'hydrogène occupe un volume 3 300 fois plus important que l'essence par unité d'énergie.**

Le **stockage sous forme gazeuse**, qui est le plus répandu, consiste à comprimer fortement l'hydrogène dans des bouteilles conçues dans un acier adapté. Pour une application dans le domaine automobile, un stockage à 700 bars est nécessaire, augmentant ainsi fortement la densité volumique d'énergie. Le coût énergétique de l'opération est estimé entre un quart et un sixième de l'énergie contenue. Le réseau de gaz naturel serait par ailleurs aussi susceptible d'accueillir jusqu'à 20 % d'hydrogène⁵⁸ non comprimé, mais celui-ci doit alors être fortement purifié.

Le **stockage à très faible température** sous forme liquide consiste à refroidir l'hydrogène jusqu'à atteindre sa température de liquéfaction dans des conditions normales de pression (- 253°C). Cette transformation implique une forte consommation d'énergie, estimée à un tiers de celle contenue dans l'hydrogène refroidi. À cette pression, il est possible de stocker 5 kg d'hydrogènes dans un réservoir de voiture d'environ 75 litres, offrant une autonomie d'environ 500 km à un véhicule. Mais la nécessité de maintenir l'hydrogène à une température aussi faible implique une isolation excellente des réservoirs qui a, jusqu'alors, uniquement réservé l'utilisation de l'hydrogène liquide à l'aérospatial.

Le stockage sous forme solide est encore dans sa phase de recherche, et consiste à utiliser des mécanismes **d'adsorption ou d'absorption**⁵⁹ **de l'hydrogène** par un autre matériau, qui aboutissent notamment à la formation d'hydrures métalliques solides. Cette technologie est actuellement limitée par la faible masse d'hydrogène stockable, masse représentant seulement 2 ou 3 % du poids de l'ensemble. La *start-up* française McPhy, créée en 2008 et leader dans ce domaine, est parvenue à obtenir des densités volumiques de 160 kg d'H₂/m³ via de l'hydrure de magnésium⁶⁰. Le rendement annoncé du premier prototype⁶¹ transmis au CEA-Liten en 2010 pour tests est de 97 % et laisse à penser qu'un tel procédé pourrait être une **technologie de rupture dans le domaine du stockage stationnaire**. L'entreprise est entrée dans une phase de développement commercial et rencontre un réel succès auprès des industriels.

Le prix de l'hydrogene

Le prix de l'hydrogène est très variable, selon son état physique et sa pureté. Produit à partir de gaz naturel, dans des conditions industrielles, il présente un coût de revient se situant entre **1,5 et 2,5 €/kg**⁶² selon l'installation et le prix du gaz. L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à basse température affiche lui un coût situé entre **5 et 30 €/kg** en 2013,

⁵⁷ Pression de 1 bar et une température de 20°C.

⁵⁸ Pour plus d'explications sur le mécanisme Power-to-gaz, se référer à la fiche n°9.

⁵⁹ L'adsorption est un phénomène par lequel des molécules appelées adsorbats se fixent sur une surface moléculaire appelée adsorbant. L'absorption consiste en l'entrée de molécules extérieures dans une phase liquide, solide ou gazeuse.

⁶⁰ La cryogénie (stockage liquide à basse température) ne permet pas de dépasser 70 kg/m³.

⁶¹ Voir notamment, *McPhy révolutionne le stockage hydrogène sous forme solide*, Clean Tech Republic.

⁶² Un kg d'hydrogène, sur un moteur adapté, permet de faire une centaine de kilomètres.

selon le CEA. Ce coût pourrait néanmoins baisser à long terme et atteindre 3 €⁶³, voire 2,5 €/kg pour l'EHT. La perspective d'une **augmentation du prix du CO₂ ou des hydrocarbures** est toutefois susceptible de diminuer la rentabilité des procédés consommateurs d'énergies fossiles au profit de l'électrolyse, surtout si celle-ci utilise un mixe électrique décarboné. Une fois l'hydrogène produit, celui-ci est donc généralement liquéfié ou fortement comprimé afin de réduire son volume. Cette opération, coûteuse en énergie, augmente le prix final d'achat pour le consommateur.

Selon les caractéristiques de pureté demandées et les contrats, les industriels payent un prix situé entre 10 et 20 €/kg d'H₂. Il existe donc une opportunité économique pour le développement d'une filière utilisant des électrolyseurs intermittents en fonction des coûts de l'électricité, pour produire de l'hydrogène. Cependant, la diminution des prix de l'hydrogène, en cas d'augmentation de l'offre sans augmentation de la demande dans les domaines du stockage ou de la mobilité, risquerait de nuire à la filière électrolyse dont les coûts devraient rester durablement supérieurs à ceux par reformage du gaz.

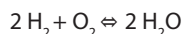
⁶³ Dans le cas d'une installation industrielle dotée d'une capacité de production de plusieurs centaines de tonnes par jour.

Annexe n° 10 : l'hydrogène et la mobilité

Les technologies utilisées

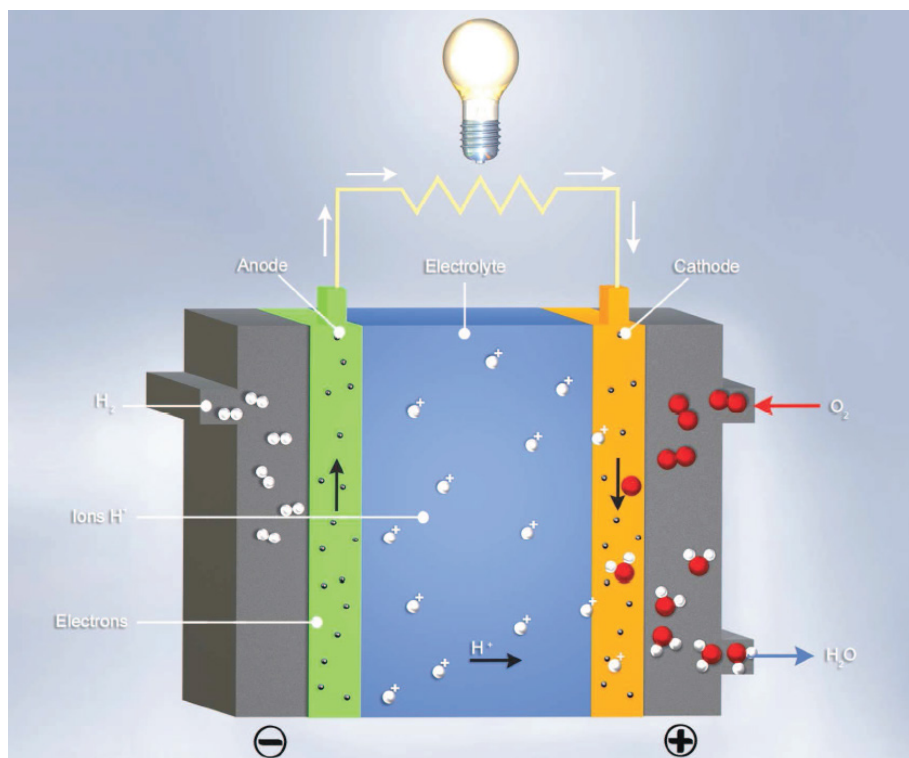
La pile à combustible

Une Pile à combustible (PAC) à hydrogène utilise une **réaction électrochimique** identique à celle de l'électrolyse de l'eau, mais dans le sens inverse :



L'hydrogène est injecté au niveau de l'anode et ses molécules se dissocient pour former des ions hydroxydes (H^+) ainsi que des électrons, ces derniers circulant par un circuit électrique qui générera alors un courant électrique. Les électrons se recombinent ensuite avec les molécules de dioxygène (O_2) issues de l'air pour former de l'eau sous forme liquide et de vapeur, la réaction étant exothermique. **L'électrolyte est sous forme de membrane**, qui assure simultanément le transport des ions hydroxydes, l'isolation électronique et la séparation de l'hydrogène de l'air. L'anode et la cathode servent à gérer la distribution des gaz, à collecter le courant et organisent les transferts thermiques au sein de la pile. Les cellules constituées d'un assemblage membrane-électrodes sont ensuite connectées les unes aux autres afin d'assurer les caractéristiques de puissance et de taille demandées.

Fig. 14 : Fonctionnement simplifié d'une pile à hydrogène



Source : CEA

Le fonctionnement d'une telle pile, dans le domaine des transports, est prometteur puisqu'elle ne dégagerait que de l'eau et consommerait un gaz qui, s'il est produit par un mix électrique faiblement carboné, serait particulièrement écologique.

La PAC à hydrogène la plus développée est la pile à **membrane échangeuse de proton** (PEMFC), qui fonctionne à une température d'environ 100°C. Elle est actuellement développée à un stade pré-industriel, les coûts étant toujours considérables, de l'ordre de 1 000 €/kW, bien qu'en forte diminution ces dernières années. La nécessaire utilisation du **platine comme catalyseur** est en effet génératrice d'un surcoût préjudiciable à la compétitivité de ces systèmes de propulsion, surcoût susceptible d'évoluer avec la recherche sur ce sujet (voir fiche précédente).

Les véhicules dotés d'une PAC sont la plupart du temps hybrides, c'est à dire couplés avec une batterie électrique⁶⁴. Cette dernière assure le démarrage et une partie de la circulation en ville, la PAC étant principalement destinée à la conduite sur route ou autoroute. La PAC est susceptible d'alimenter simultanément le moteur électrique, pour la propulsion, et la batterie, pour la recharge. Cette dernière peut également être couplée à la PAC lorsque le véhicule a besoin d'une puissance supérieure.

Cependant, des modèles récents comme la Toyota Mirai semblent pouvoir se contenter d'une simple batterie « tampon » entre le moteur et la PAC, cette dernière assurant la totalité de la propulsion. A l'inverse, certaines flottes de véhicules à batteries sont équipées d'un système de prolongateur d'autonomie à hydrogène, les batteries assurant la totalité de la propulsion étant rechargées en route par une PAC à hydrogène.

Ces véhicules nécessitent également un **compresseur d'air**, la pile à combustible demandant une pression comprise entre 1,2 et 3 bars, ainsi que des **échangeurs thermiques** pour gérer la chaleur produite par la pile. Ces éléments sont intégrés au châssis des voitures afin d'en abaisser le centre de gravité, et sont situés sur le toit des bus, le plancher du véhicule étant trop bas.

Utilisation d'un moteur à hydrogène

Il est également possible d'utiliser un **moteur à hydrogène à combustion interne**. Ce moteur est basé sur le caractère explosif de l'hydrogène au contact de dioxygène, ce qui aboutit à une libération d'énergie par unité de masse trois fois supérieure à celle de l'essence. Cette technologie est en développement en parallèle de la technologie PAC, mais les investissements semblent moins dynamiques. Quelques rares véhicules possèdent par ailleurs des moteurs fonctionnant aussi bien à l'hydrogène qu'à l'essence, via des réservoirs distincts.

La mobilité et l'hydrogène

Technologiquement maîtrisée dans le domaine spatial, l'utilisation d'hydrogène dans les transports se développe progressivement pour les véhicules terrestres, notamment parce qu'elle serait une possible réponse écologique à la **raréfaction des ressources fossiles** et à l'impact grandissant des situations de **dépendance énergétique** des pays. Encore au stade

⁶⁴ Jusqu'au début des années 2000, c'est le couplage moteur thermique/pile à combustible qui avait la faveur des constructeurs.

de prototype pour les avions et bateaux, la technologie se rapproche du stade industriel dans le secteur automobile.

Pendant longtemps, les risques liés au stockage d'hydrogène à **très haute pression** (700 bars pour les véhicules particuliers, 350 pour les transports en commun) au sein des véhicules a été considéré comme le frein principal au développement d'une mobilité individuelle à l'hydrogène. Ce risque semble aujourd'hui maîtrisé, à l'image de la Toyota Mirai, dont les premières ventes sont attendues d'ici septembre 2015. La question du coût de la technologie reste cependant entière, le véhicule étant attendu à un prix d'environ 66 000 € en Allemagne (50 000 € aux États-Unis).

Les véhicules à propulsion hydrogène les plus économiques consomment environ 0,8 kg d'hydrogène pour 100 km avec une autonomie de 500 km. Pour les bus, la consommation monte à 10 kg pour 100 km, l'autonomie diminuant à 300 km. Un développement des véhicules à l'hydrogène demanderait ainsi une forte augmentation de la production de ce carburant. Des investissements considérables dans des **électrolyseurs alimentés par une électricité faiblement carbonée** seront donc nécessaires au développement de cette mobilité, qui risquerait sinon d'être développée par une filière hydrogène alimentée par des ressources fossiles.

Un véhicule propre ?

Si la voiture utilisant l'hydrogène a longtemps été présentée comme une voiture non polluante, ne rejetant que de l'eau, la réalité est donc nettement plus complexe. Il est vrai que la propulsion à hydrogène ne produit pratiquement aucun produit polluant⁶⁵. Cependant, les conditions de **production, de transformation et de transport du carburant hydrogène** peuvent être sources d'une pression environnementale considérable. En 2015, près de 95 % de la production mondiale est réalisée à partir du **vaporeformage d'hydrocarbures** qui génère environ **10 kg de CO₂ par kg d'hydrogène produit**. Le transport de l'hydrogène jusqu'aux stations-services de distribution se fait de plus par voie routière, ce qui interroge en matière de gestion des risques et du coût environnemental lié transport.

Le bilan environnemental du procédé d'électrolyse dépend lui fortement du mix électrique alimentant le procédé. Le CEA l'estime à 5 kg de CO₂ par kg d'hydrogène dans le mix électrique français, fortement décarboné, chiffre multiplié par quatre en considérant le mix européen. Enfin, le procédé de compression du gaz, permettant ensuite d'alimenter les véhicules, est consommateur d'énergie, ce qui renforce potentiellement l'impact climatique de l'ensemble. Le bilan carbone d'une voiture fonctionnant avec de « l'hydrogène bas-carbone » est néanmoins très intéressant.

⁶⁵ La vapeur d'eau est un gaz à effet de serre, dont le pouvoir de réchauffement global est difficilement estimable, de par sa durée de vie faible dans l'atmosphère et son intégration avec le cycle de l'eau.

Une mobilité plus proche des voitures thermiques classiques mais limitée par des infrastructures encore peu développées

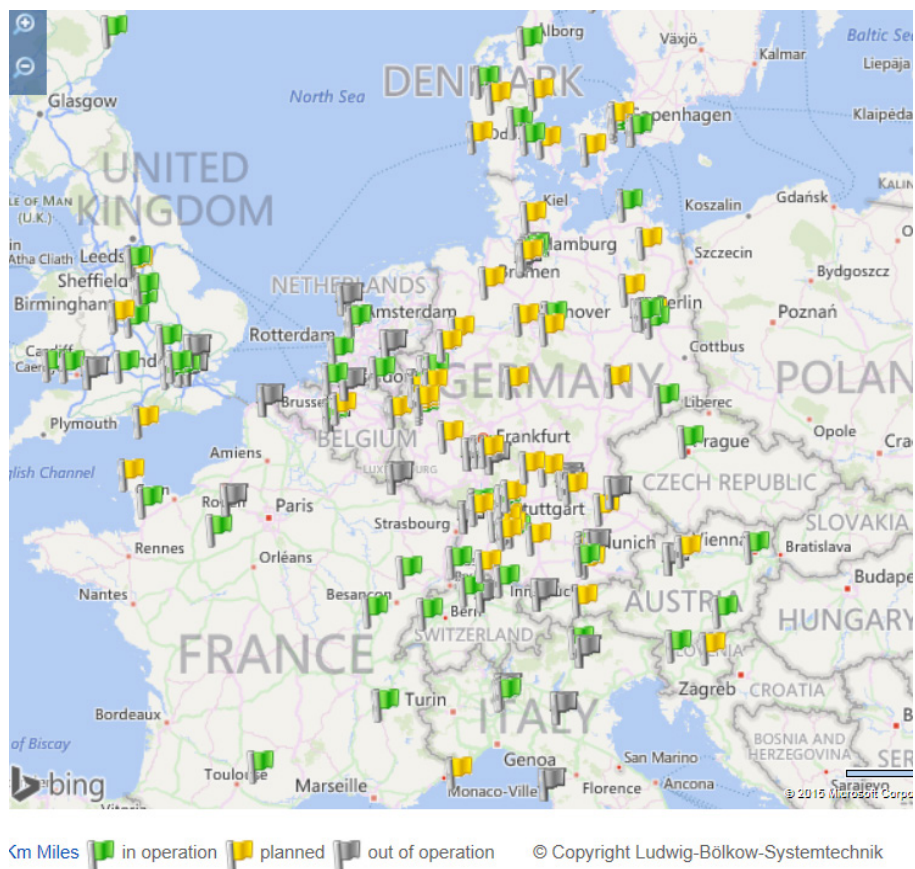
L'un des principaux avantages des voitures à hydrogène réside dans le **temps de recharge très faible**, de l'ordre de deux ou trois minutes pour l'hydrogène quand il est de plusieurs heures pour les voitures électriques rechargées au domicile⁶⁶. À l'inverse, si les coûts des systèmes de propulsions à hydrogène ont été divisés 15 ou 20 en l'espace de quelques années, ils n'en restent pas moins encore très supérieurs à ceux des véhicules hybrides essence-électrique. La marque Toyota n'espère pas pouvoir concurrencer économiquement ces véhicules avant une dizaine d'année.

En plus du prix, un des principaux obstacles aujourd'hui au développement d'une telle mobilité à l'échelle des particuliers réside dans la faiblesse **du réseau de distribution de l'hydrogène**. La problématique est là encore économique, le coût de création d'une station-service de distribution d'hydrogène équipée de pompes à 700 bars étant compris entre 1 et 3,5 millions d'euros. Ces investissements sont risqués, puisque nécessaires au développement d'une hypothétique mobilité hydrogène une fois l'infrastructure établie. L'action des pouvoirs publics est donc essentielle au développement d'une filière à l'excellent potentiel écologique. L'Allemagne a ainsi développé un programme considérable en matière d'infrastructures de distribution, avec un objectif de 50 stations sur tout le territoire d'ici à fin 2015⁶⁷. Le pays rejoint ainsi le Japon, les États-Unis et la Corée du Sud au premier rang des pays leaders dans ce secteur. L'arrivée de plusieurs modèles utilisant l'hydrogène sur le marché en 2015 permet enfin d'envisager une augmentation des investissements, à minima dans les pays où l'industrie automobile s'est positionnée sur ce secteur.

⁶⁶ Les bornes de recharges rapide (43/53 kW) et accélérée (22 kW), développées dans les lieux publics, permettent de recharger le véhicule sur une durée allant de 30 mn à 1 heure. Ces bornes, en développement sur le territoire, interrogent par l'importance de la puissance appelée, susceptible de perturber le réseau électrique en cas de développement de la mobilité électrique.

⁶⁷ 26 stations en activité en 2014.

Fig. 15 : Répartition des stations à hydrogène en Europe



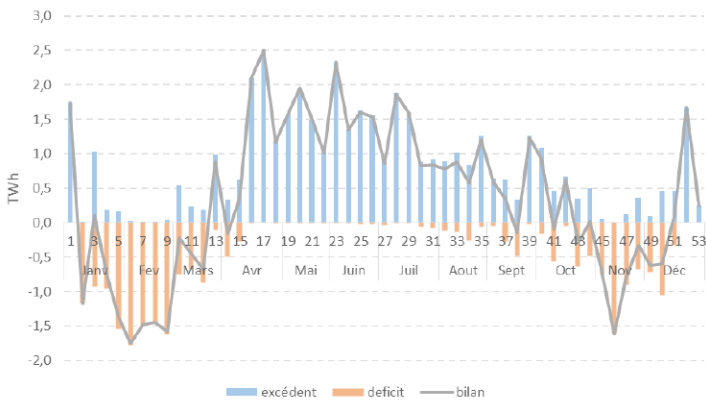
Source : H2stations.org by Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST).

Annexe n° 11 : l'hydrogène et le stockage de grande puissance

Le développement du parc renouvelable est une opportunité pour la filière hydrogène

L'utilisation de l'électricité excédentaire pour la création d'hydrogène par électrolyse est une possibilité intéressante dans la gestion d'une production intermittente. Le développement des productions électriques renouvelables au cours des prochaines années, en coordination avec les objectifs français et européens, devrait en effet augmenter l'intensité **des décalages de production**. Une étude sur l'utilisation de l'hydrogène⁶⁸ présente une modélisation simplifiée, basée sur le scénario de référence pour 2050 de l'ADEME⁶⁹, **des excédents ou déficits de production** vis-à-vis de la demande. Ils sont représentés ci-dessous :

Fig. 16 : Excédents et déficits de production hebdomadaire en 2050, scénario ADEME Vision



Principales hypothèses :

- Demande horaire
- Profils ENRe variables basées sur météo 2012
- Nucléaire : mini technique / disponibilité saisonnière / contrainte variation de charge +/-5%/h
- Part du mini technique des autres ENR
- Pas d'échanges d'électricité aux interconnexions
- STEP pris en compte (5,4 Gwe de pompage, 100 GWh – réservoir bas)
- Les contraintes locales liées au réseau ne sont pas prises en compte

Source : E&E Consultant.

⁶⁸ Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédés de valorisation de l'électricité excédentaire, GRT Gaz – GRDF- ADEME, réalisée par Métivier S. et al. E&E Consultant, Solagro, Hespul, septembre 2014.

⁶⁹ Le scénario médian issu de l'exercice de prospective « vision 2030-2050 » de l'ADEME prévoit une consommation à 381 MWh (- 57 TWh par rapport à 2010), une part d'EnR intermittente à 45 % du mix électrique où le nucléaire ne représente plus que 25 %.

Cette étude estime que, en 2050, la forte pénétration des énergies intermittentes dans le mix électrique conduira à des **excédents résiduels**, hors STEP, compris entre 44 et 91 TWh⁷⁰. En considérant un équilibrage hebdomadaire et non journalier, les surplus sont toujours de 13 TWh en 2030 et de 34 à 67 TWh en 2050.

Dans l'état actuel des dynamiques technologiques, une valorisation à des fins de synthétisation d'hydrogène ou de méthane semble être la solution possédant le meilleur potentiel d'utilisation des excédents⁷¹. Ces procédés, qui sont actuellement plus limités par les coûts d'investissement (CAPEX) et de fonctionnement (OPEX) que par des verrous technologiques, se répartissent principalement entre le **power to gas** et le **power-to-power**.

Le power-to-power

Le *power to power* vise à stocker l'énergie renouvelable intermittente, en utilisant l'électricité excédentaire des périodes de surproduction pour produire de l'hydrogène. Cet hydrogène peut ensuite être reconverti par le biais d'une Pile à combustible (PAC) en électricité, afin de **lisser la production d'un site**. Cette technologie semble particulièrement adaptée pour **les zones non-interconnectées**, souvent précurseurs en matière de développement des énergies renouvelables⁷². L'exemple de la **plateforme MYRTE** en Corse est dans ce cadre particulièrement intéressant. Ce démonstrateur stocke l'électricité excédentaire produite par un parc photovoltaïque d'une puissance de 560 kW (via un électrolyseur pouvant produire 40 m³/h d'hydrogène) pour la réinjecter ensuite dans le réseau via une PAC de 100 kW, lors des pics de consommation. Le rendement moyen de la phase stockage/déstockage est d'environ 40 %, mais devrait être amélioré en récupérant la chaleur dégagée par l'électrolyseur et la PAC pour répondre aux besoins d'énergie du site (climatisation, etc.).

Cette technologie permet ainsi de répondre à des **pics de consommation, d'atténuer les variations de production** de la centrale et de **limiter les surtensions** sur le réseau. Le projet MYRTE, qui est la première installation développant la **fonction « tampon » de l'hydrogène**, est de puissance modeste au regard des enjeux énergétiques d'une île dont la moitié de l'électricité est produite par deux centrales thermiques au diesel de 115 et 130 MW⁷³.

Les prévisions économiques sur le sujet du power-to-power sont actuellement variées selon les points de comparaison utilisés. S'il semble acté que le modèle économique n'est pas encore viable⁷⁴, les évolutions technologiques et réglementaires laissent ouverte la possibilité d'une évolution compétitivité future.

Les études de coût prévisionnelles affichent des perspectives variées. Selon France Stratégie, l'utilisation théorique en 2030 d'un électrolyseur PEM (doté d'un CAPEX de 800 €/kW et d'un rendement de 80 %) conduirait à un coût de 6,1 €/kg⁷⁵ pour un coût global de power-to-power de 154 €/MWh. l'ADEME, dans une étude de septembre 2014 sur l'hydrogène, aboutit à un coût de production de l'hydrogène compris entre 75 et 86 €/

⁷⁰ Pour mémoire, la production du mix électrique français en 2013 est de 550,9 TWh (RTE).

⁷¹ Issus des périodes de forte activité éolienne et/ou solaire.

⁷² L'île de La Réunion affiche ainsi un objectif ambitieux d'un mix électrique à 50 % renouvelable d'ici à 2020.

⁷³ Puissances plus de 200 fois supérieures à celle de la plateforme photovoltaïque.

⁷⁴ Le projet MYRTE présente ainsi des coûts estimés à 8 000 €/MWh.

⁷⁵ Contre environ 2 €/kg par le vaporeformage du gaz actuellement.

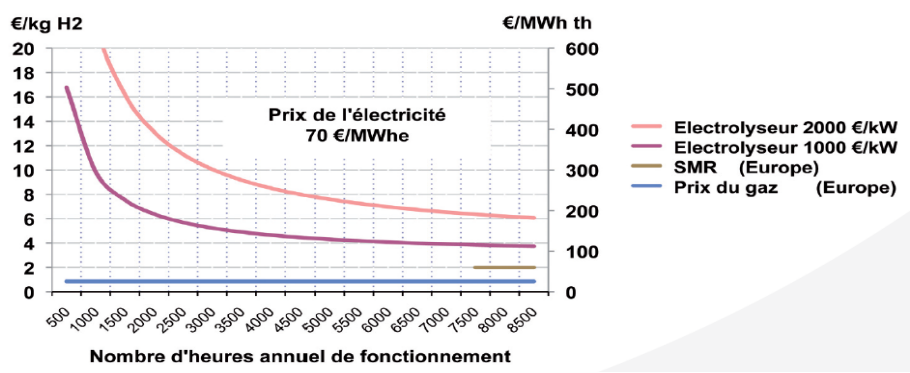
MWh⁷⁶ en 2030, via un électrolyseur alcalin à 400 €/kW, doté d'un rendement de 79 % et payant l'électricité **25 €/MWh** (contre **70 €/MWh** pour France Stratégie !). Enfin, le CEA-Liten envisage lui un tarif de l'électricité de **40 €/MWh**, qui permettrait à un électrolyseur alcalin bénéficiant d'effets d'échelle considérables d'atteindre un prix de 3 €/kg d'H₂.

Par ailleurs, certaines études considèrent **un coût de l'électricité nul** au moment où l'électrolyse intermittent produit de l'hydrogène, puisque cette dernière ne fonctionne qu'en période de surproduction. Si ces hypothèses sont cohérentes, il ne faut pas oublier que les installations renouvelables ont vu leurs amortissements être calculés sur un **tarif de rachat fixe** et marqué par l'accès prioritaire des énergies renouvelables au réseau. En considérant un prix nul de l'électricité, ces analyses réduisent les heures de fonctionnement sur lesquelles le CAPEX est amorti. Ceci diminue considérablement la rentabilité des installations, dont le taux est déjà diminué par le coût d'investissement dans l'électrolyseur et la PAC. Le coût nul de l'électricité ne suffit donc aucunement à créer une rentabilité économique, de la même manière que le coût nul de l'énergie solaire n'empêche pas la filière photovoltaïque de disposer de coûts de production considérables.

Les multiples possibilités d'évolution technologique (notamment en ce qui concerne l'EHT et le remplacement du platine comme catalyseur) ainsi que les incertitudes sur le prix futur de l'électricité conduisent à des modèles économiques très variables selon les études. L'électricité ayant un rôle considérable dans les coûts de fonctionnement d'un électrolyseur, le choix de la valeur estimée en 2030 ou 2050 s'avère essentiel mais plein d'incertitudes.

Le graphique ci-dessus témoigne, pour un prix de l'électricité de 70 € du MWh⁷⁷, de la difficulté d'obtenir une rentabilité économique sur les modèles actuels d'électrolyseur. Il faudrait, selon France Stratégie, que le prix du gaz quintuple en Europe pour qu'une l'électrolyse soit compétitive avec un procédé de SMR.

Fig. 17 : Coûts de la production d'hydrogène par électrolyse et par vaporeformage du gaz en fonction du nombre d'heures de fonctionnement



Source : France Stratégie.

⁷⁶ Notons bien qu'il s'agit simplement de la production d'hydrogène, pas de sa reconversion en électricité.
⁷⁷ Un industriel électro-intensif (consommation supérieure à 70 GWh) paye son électricité 65,6 €/MWh en 2012 (Eurostat).

Le Power to gas

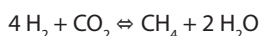
L'injection d'hydrogène dans le réseau gazier

Le concept de *power to gas* consiste à utiliser l'énergie électrique disponible lors des heures creuses pour produire de l'hydrogène par électrolyse puis de l'injecter **dans les réseaux gaziers**. Ces réseaux de gaz peuvent en effet supporter un certain pourcentage d'hydrogène, pourcentage limité pour des raisons de sécurité, de compatibilité avec les conduites et de qualité du combustible fourni. La quantité injectable est actuellement **limitée à 2 % de l'énergie circulant dans le réseau**, mais il est possible, à terme, de voir ce chiffre être augmenté à 15 ou 20 %. Cette technologie présente l'intérêt considérable de résoudre la question de **l'infrastructure du réseau de transport de l'hydrogène** et des émissions de polluants qui y sont liées. Si elle est toujours confrontée au coût encore considérable de la production par électrolyse, qui dépasse 5 € du kg, la technologie *power to gas* se présente comme la voie la plus aboutie écologiquement de valorisation d'une production électrique excédentaire.

Le procédé est étudié et expérimenté avec persévérance notamment en Allemagne où de nombreux démonstrateurs sont en service. Compte tenu des modifications importantes du parc de production d'électricité induites par l'*Energiewende*, le *power to gas* est considéré comme un des moyens d'assurer la stabilité du système électrique tout en contribuant à l'atteinte des objectifs de politique énergétique et environnementale. Ces projets ont un coût élevé en capital et sont largement soutenus par des subventions publiques. Ils sont souvent menés en partenariat entre les acteurs de la chaîne de valeur hydrogène que sont les fabricants d'électrolyseurs, les énergéticiens, et le monde de la recherche. Par ailleurs, des groupements d'intérêt existent au niveau européen. Enfin, la réglementation est un aspect important de l'équation économique : soutien aux énergies renouvelables, exemptions de taxes, statut comparable au biogaz sont autant de moyens de soutien à cette activité.

La méthanation

L'hydrogène peut également être converti en méthane de synthèse, afin de l'affranchir des difficultés liées à **la limitation de son injection** dans les réseaux de gaz naturel. Le procédé de **méthanation**⁷⁸ permet ainsi, par réduction de dioxyde de carbone sous l'effet des molécules de dihydrogène, d'obtenir du méthane (CH₄) selon la réaction suivante :



Cette réaction, qui peut être obtenue via différents procédés actuellement en développement⁷⁹, présente l'intérêt de valoriser du **dioxyde de carbone** qui peut être obtenu à la sortie d'un procédé industriel. À long terme, une transition basée sur la méthanation permet de **lever la quasi-totalité des limitations techniques liées à l'injection, d'utiliser de considérables capacités de stockage du gaz**⁸⁰, de valoriser le CO₂ et le développement de filière de gaz renouvelable.

⁷⁸ Également appelée réaction de Sabatier.

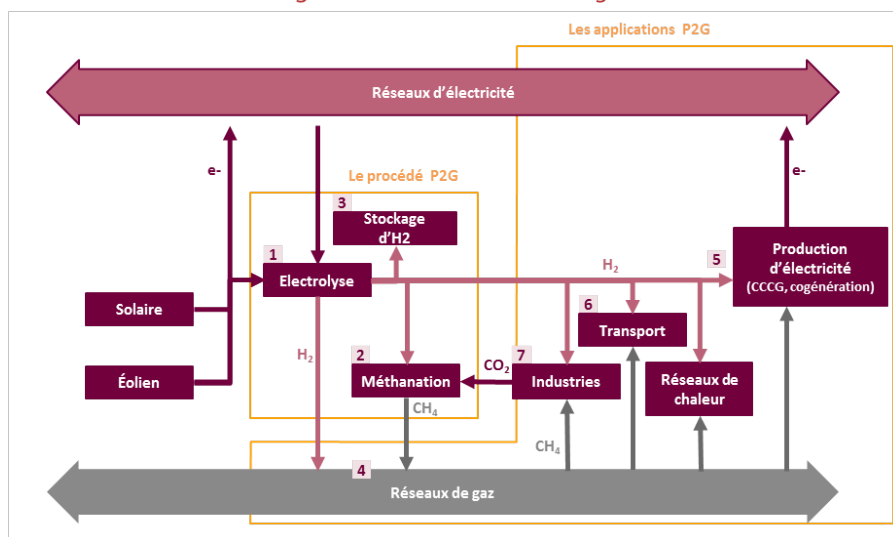
⁷⁹ Conversion catalytique directe ou indirecte, conversion indirecte par électro-réduction et biocatalyse à partir de micro-organismes.

⁸⁰ 137 TWh en France.

Cependant, **la combinaison des opérations** d'électrolyse, de récupération du CO₂ et de méthanation sont consommatrices d'énergie. Le rendement théorique maximum d'une telle installation serait estimé à seulement 25 %, les coûts étant importants. En plus des procédés d'électrolyse, de méthanation et de **connexion des infrastructures** (réseaux d'électricité, de récupération du CO₂, de gaz naturel et de chaleur), la captation du CO₂ est génératrice d'un surcoût qui n'est pour l'instant pas compensé par un prix conséquent sur le **marché européen du carbone**.

Par ailleurs, **le marché de l'électricité** actuel est structurellement générateur de fermetures de centrales à gaz modernes et faiblement polluantes, situation qui ne peut être considérée comme pérenne. L'absence de visibilité dans ce domaine réduit l'intérêt pour les acteurs de s'engager dans cette voie.

Fig. 18 : La filière du *Power to gas*



Source : SIA Partners.

Quel avenir pour le stockage de puissance à l'hydrogène ?

Aujourd'hui **la technologie de l'intégration** de capacités de stockage dans le réseau électrique est globalement maîtrisée. Mais la question du **coût lié à l'électrolyse**, à la **méthanation** et à **l'achat d'une PAC** empêchent l'ensemble de ces filières d'atteindre une maturité économique. Si le *power to gas* sans méthanation est à même dans certaines situations d'être compétitif, c'est notamment en considérant qu'il profite « gratuitement » du réseau gazier. L'hydrogène est dans ce cas assimilable à un « **passager clandestin du réseau** », sans que l'amortissement de ce dernier ne soit considéré dans le coût de production. De plus, tant que les procédés écologiques de fabrication de l'hydrogène ne sont pas devenus plus rentables que le SMR, le développement d'usages alternatifs d'hydrogène risque d'avoir lieu via un hydrogène à forte empreinte carbone. Cependant, plusieurs procédés actuellement en développement dans la recherche devraient fortement

modifier les technologies et les coûts associés dans des intervalles temporels variés. La question **du catalyseur en platine**, dont le coût dépasse les 30 €/g, est essentielle dans l'avenir économique de ces équipements.

Il convient enfin de reconnaître le **formidable potentiel théorique** de ces filières hydrogènes, qui sont les seules technologies actuellement envisageables permettant un stockage massif et écologique de l'électricité en France, le développement des STEP étant limité par le nombre de sites disponibles.

Annexe n° 12 : quelques expérimentations de systèmes intégrés

Le Projet Pegase s'inscrit dans la volonté d'indépendance énergétiques des ZNI

L'île de La Réunion, comme de nombreuses **Zones non-interconnectées**⁸¹ (ZNI) françaises, dispose de ressources renouvelables considérables mais contraintes par l'isolement vis-à-vis du réseau métropolitain. Cette spécificité implique que la totalité de l'électricité consommée sur l'île est produite localement et a pour conséquence une **importance considérable de la production thermique**. Les installations thermiques des ZNI, utilisant pour la plupart des combustibles fossiles importés, sont en effet les plus à même d'équilibrer un réseau plus petit et donc **plus instable que le réseau européen synchrone**. La production totale brute d'électricité dans les départements d'Outre-mer (DOM) est donc composée pour **77,9 % par la production thermique classique**, contre seulement 9,4 % pour la moyenne nationale⁸² ! L'enjeu écologique et économique lié au développement de productions renouvelables, capables de s'insérer sur un réseau électrique stabilisé en lieu et place d'une partie de la production thermique, est donc considérable.

Les énergies solaires et éoliennes étant par nature intermittentes, tout en étant **prioritaires dans l'appel des moyens de production**⁸³, un risque de déséquilibre existe lorsqu'elles occupent une part trop importante. En effet, une chute inattendue et rapide⁸⁴ de la production risquerait alors de ne pas pouvoir être compensée assez rapidement. Pour répondre à cette contrainte, l'arrêté du 23 avril 2008 a fixé à 30 % **le taux maximal de pénétration des énergies intermittentes sur le réseau des ZNI**. Au-delà de ce taux, les puissances supplémentaires peuvent être déconnectées par le gestionnaire pour **préserver la stabilité du système électrique**.

Aujourd'hui, le développement des réseaux intelligents et des capacités de stockage semblent susceptibles de **permettre un dépassement de ce taux de 30 %**. L'île de la Réunion s'est donc fixée des objectifs ambitieux, en visant une part de **50 % d'énergie électrique renouvelable en 2020**.

Le projet Pegase s'inscrit dans cette logique ambitieuse de renforcement de la stabilité du réseau malgré une pénétration supérieure à 30 % de la production intermittente. Pour ce faire, plusieurs partenaires privés et publics ont mis en place un partenariat à plusieurs objectifs : observer précisément, par le biais de capteurs communicants, l'évolution de la production en fonction de données météorologiques ; déduire de ces informations des

⁸¹ Les zones non-interconnectées au réseau métropolitain comprennent la Corse, les DROM-COM ainsi que d'autres territoires insulaires comme l'île de Sein.

⁸² Bilan énergétique de la France pour 2013, Commissariat général au développement durable.

⁸³ La logique dite du **merit order** consiste à solliciter prioritairement les unités de production disposant du coût marginal le plus faible. Ceci conduit à appeler les unités renouvelables produisant de l'électricité fatale, puis les centrales nucléaires, les centrales thermiques et les STEP. Ce principe ne prend en considération que les coûts variables (fonctionnement et combustible), sans considérer l'impact des coûts d'investissement ainsi que des tarifs de rachat.

⁸⁴ Le 7 février 2012, la production photovoltaïque réunionnaise a ainsi diminué de 60 % en l'espace de quinze minutes sous l'effet d'un passage nuageux, soit une chute d'une trentaine de MW.

modèles de prédiction de court terme de la production à venir ; utiliser un stockage d'1 MW via des batteries sodium/soufre pour lisser cette production et améliorer la gestion des pics de consommation.

Le Projet Nice Grid : une approche multi-modale organisée par un réseau intelligent

Nice Grid est un projet lancé en novembre 2011, coordonné par ErDF, dans la ville de Carros (Alpes-Maritimes). Ville d'environ 12 000 habitants, disposant de la plus importante zone industrielle du département, Carros est située à l'extrémité du réseau de transport géré par RTE, ce qui fragilise structurellement la qualité de son alimentation électrique.

Le projet, marqué par un investissement de 30 millions d'euros financé pour un tiers par des aides publiques françaises ou européennes⁸⁵, utilise une approche transversale des possibilités liées au stockage, à l'effacement et aux *smart grids* afin de :

- développer et gérer une **production photovoltaïque décentralisée** (plus de 200 sites) pour une puissance de 2,5 MW ;
- optimiser le réseau de distribution afin de permettre à une zone test de fonctionner de manière indépendante, par le biais de moyens de production et de stockage : c'est le **principe de l'ilotage** ;
- tester les **modèles économiques** afférents à ces technologies ;
- observer les possibilités ouvertes par le **passage de consommateur à consomm'acteur**.

Pour cela, plusieurs capacités de stockage de l'énergie électrique ont été et doivent être prochainement développées à différents niveaux du réseau. **L'entreprise française SAFT** a tout d'abord installé une batterie lithium/ion **au niveau du poste source**⁸⁶, d'une puissance de 1 MW pour une capacité de stockage de 560 kWh. Un tel poste peut donc délivrer une puissance maximum de 1 MW pendant 33 minutes, soit l'équivalent d'environ 500 foyers en appel de puissance lors d'un pic de consommation hivernal. Il est également prévu d'installer des batteries de plusieurs centaines de kW de puissance sur différents **postes de distribution**, afin d'expérimenter l'ilotage et d'optimiser la gestion des flux. Des batteries d'une capacité de 4 kWh ont enfin commencé à être installées chez les particuliers, afin de développer les capacités d'effacement.

Ces capacités de stockage, combinées à une production photovoltaïque décentralisée à l'échelle de l'habitat privé, nécessitent une adaptation de la gestion d'un réseau qui se doit d'être **bidirectionnel en énergie et en informations**. Pour cela, **un gestionnaire de l'énergie en réseau, ou Network energy manager (NEM)**, a été développé par Alstom. Le NEM, qui dispose notamment des informations fournies par les **2 500 compteurs communicants Linky** installés en 2014, peut ainsi solliciter différents acteurs ou unités lui permettant d'optimiser les flux. Lors des périodes de surproduction, il peut ainsi proposer des « bonus solaires » à la consommation, activer à distance les chauffe-eau des clients volontaires ou stocker l'énergie dans les batteries. A l'inverse, lors des pics de consommation, il lui est possible de décharger les capacités de stockage et de mobiliser les capacités

⁸⁵ Voir notamment le projet européen Grid4EU, contributeur pour 7 millions d'euros.

⁸⁶ Le poste source gère l'évolution de tension HTB/HTA entre le réseau de transport et de distribution (voir annexe 2).

d'effacement contractualisées avec des entreprises ou des particuliers. Ces contrats de partenariat avec EDF représentent actuellement pour Carros près de 2,1 MW de puissance mobilisable sur le réseau, avec un objectif de 3,5 MW à l'horizon 2016.

Si l'expérimentation est encore trop récente pour qu'il soit possible d'en analyser les résultats, elle est intéressante pour plusieurs raisons. *Nice Grid* vise en effet à analyser les possibilités offertes par les *smart grids* dans **une gestion plus fine des flux d'énergie**, permettant une forte intégration de productions décentralisées et renouvelables. Par l'utilisation de compteurs communicants, une aide à l'installation de panneaux photovoltaïques et de batteries lithium-ion, le projet investit également la population dans la gestion d'un réseau qui devient l'affaire de tous. Enfin, par une maîtrise développée de l'ilotage, *Nice Grid* fournit de précieux retours d'expérience dans la transition qu'opèrent les Zones non-interconnectées (ZNI) vers une forte intégration d'énergies renouvelables.

La centrale de Toucan et le stockage de l'énergie électrique

EDF Energies Nouvelles a annoncé en janvier 2015 la mise en service de la centrale de Toucan, en Guyane. Ce projet a été attribué à la filiale d'EDF en 2012 suite à un appel d'offre des pouvoirs publics incluant une approche relative au stockage de l'énergie électrique, la Guyane étant une ZNI.

Situés sur la commune de Montsinéry-Tonnégrande, les 55 000 panneaux produits par la société américaine First Solar répartis sur 10 hectares, permettront l'alimentation de près de 4 000 foyers guyanais pour une puissance totale de près de 5 MWc⁸⁷. La production attendue s'élève à 6 700 GWh, soit 0.7 % de la production électrique guyanaise en 2013⁸⁸. Par ailleurs, près de 4 500 kWh de capacités de stockage, par le biais de batteries sodium/nickel produites par la société italienne Fiamm ont été installées. Elles représentent par exemple :

- le stockage d'une heure de production à pleine puissance ;
- le stockage d'un tiers de la production pendant trois heures ;
- une heure trente d'une production à mi-puissance (période nuageuse, etc.).

La start-up d'EDF, **EDF Store & Forecast** a ensuite développé des algorithmes de **gestion des capacités de stockage en fonction des prévisions météorologiques**. Ces algorithmes permettant à EDF de s'engager sur une production pour le lendemain avec une marge d'erreur de 2,5 % ! Si les batteries ne sont pas suffisantes pour compenser des jours sans soleil, elles permettent néanmoins d'éliminer l'impact de perturbations temporaires, et d'assurer une très bonne prévisibilité de la production. EDF Énergies nouvelles souhaite désormais étendre ce système à d'autres ZNI.

⁸⁷ Le MegaWatt Crête (MWc) est l'unité de puissance d'une installation photovoltaïque, et correspond à la puissance électrique maximale qu'un panneau solaire peut fournir dans des conditions optimales d'irradiation et de production.

⁸⁸ Production encore assurée pour 40 % par des centrales thermiques en 2013.

Le projet d'indépendance électrique de l'île de Sein Energie

L'île de Sein est une île française, située à 8 km des côtes bretonnes, sur laquelle vivent environ 200 personnes en hiver, mais plus de 1 500 en été. Zone non-interconnectée au réseau métropolitain, la communauté de Sein doit brûler près de 420 000 litres de fioul chaque année pour assurer sa production d'électricité. Cette production est assurée par EDF et est bien plus coûteuse que celle obtenue avec le mix électrique de la France continentale. La différence entre le prix réel et le prix payé par les consommateurs est donc financée par la **Contribution au service public d'électricité (CSPE)**, payée par l'ensemble des consommateurs français. Le tarif réglementé est en effet le même pour tous les consommateurs, indépendamment de la localisation géographique, selon le principe de **péréquation tarifaire**.

Face à cette situation écologiquement préoccupante, des habitants de l'île ont fondé une association intitulée **Île de Sein Énergie (IDSE)**, visant à développer une production électrique composée d'éoliennes, d'hydroliennes et de panneaux photovoltaïques, les générateurs au fioul étant utilisés en cas d'urgence. Les auteurs du projet demandent que les 450 000 € utilisés annuellement pour l'achat du fioul soient réinvestis dans des mesures d'efficacité énergétique, un réseau intelligent et le développement d'unités renouvelables. Ils déplorent une opposition d'EDF, à qui la loi a confié **la gestion du service public de l'électricité sur les ZNI**, de la production à la fourniture⁸⁹. Les partisans d'IDSE expliquent l'opposition de l'énergéticien français en évoquant son intérêt économique à financer le mix électrique de l'île par la CSPE plutôt que par des technologies plus coûteuses, ainsi que par leur projet d'assumer une gestion en régie communale. L'entreprise a répondu qu'elle n'avait reçu aucun dossier détaillé sur le sujet et a rappelé le chiffre de 30 % de pénétration d'énergies intermittentes prévu par l'arrêté du 23 avril 2008. Elle a de plus expliqué développer depuis plusieurs années des mesures d'efficacité énergétique ainsi qu'un plan visant à assurer 50 % de la production électrique par l'implantation d'éoliennes couplées à des capacités de stockage.

Malgré une certaine couverture médiatique, l'avenir du projet IDSE semble incertain, La volonté de ses promoteurs est de s'inspirer d'exemples tels que celui de l'île d'El Hierro (dans l'archipel des Canaries), uniquement alimentée par des éoliennes couplées à une Station de transfert par énergie de pompage (STEP). Ces exemples interrogent à minima sur la validité du chiffre de 30 % prévu dans les ZNI par le décret d'avril 2008.

⁸⁹ Les ZNI disposant d'un système électrique qualifié « d'insulaire » sont soumises à des dérogations en ce qui concerne l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence.

Annexe n° 13 : liste des sigles

ANR	Agence nationale de la recherche
CESE	Conseil économique, social et environnemental
CRE	Commission de régulation de l'énergie
EnR	Énergies renouvelables
FEDER	Fonds Européen de développement régional
HT	Haute tension
IFPEN	Institut français de pétrole et des énergies nouvelles
IFSTTAR	Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
RTE:	Réseau de transport d'électricité
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage
THT	Très haute tension
TURPE	Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité



Dernières publications de la section des activités économiques

- *Innovations technologiques et performance industrielle globale : l'exemple de l'impression 3D*
- *Projet de loi de programmation pour un nouveau modèle énergétique français*
- *Concertation entre parties prenantes et développement économique*
- *Transitions vers une industrie économe en matières premières*
- *Performance et gouvernance de l'entreprise*
- *Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire*

LES DERNIÈRES PUBLICATIONS DU CONSEIL ÉCONOMIQUE, SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL (CESE)

- *L'emploi dans la transition écologique*
- *La bonne gestion des sols agricoles : un enjeu de société*
- *Une école de la réussite pour tous*
- *Vingt ans de lutte contre le réchauffement climatique en France : bilan et perspectives des politiques publiques*
- *Réussir la conférence climat Paris 2015*
- *Nouvelles monnaies : les enjeux macro-économiques, financiers et sociétaux*
- *Révolution numérique et évolutions des mobilités individuelles et collectives (transport de personnes)*
- *Sécuriser les parcours d'insertion des jeunes*

**Retrouvez l'intégralité
de nos travaux sur
www.lecese.fr**

Imprimé par la direction de l'information légale et administrative, 26, rue Desaix, Paris (15^e)
d'après les documents fournis par le Conseil économique, social et environnemental

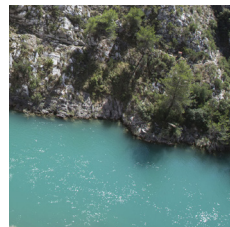
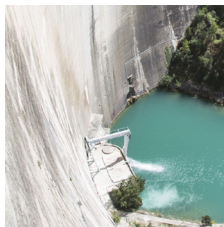
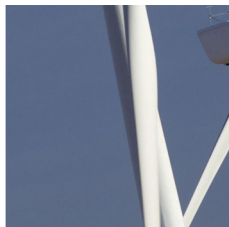
N° de série : 411150016-000615 – Dépôt légal : juin 2015

Crédit photo : 123RF





LES **AVIS**
DU CONSEIL
ÉCONOMIQUE
SOCIAL ET
ENVIRONNEMENTAL

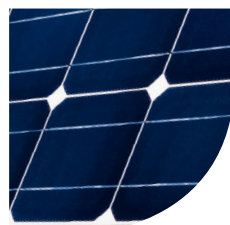
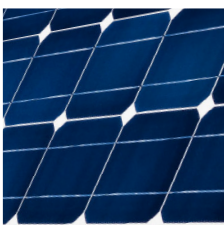


Au-delà des différences d'opinions qui s'expriment sur la transition énergétique, l'intégration d'une plus grande part d'énergies renouvelables dans le *mix* énergétique de la France rencontre un large accord.

Compte-tenu du caractère intermittent de la production éolienne et photovoltaïque, le stockage de l'énergie électrique est l'une des approches qui peuvent faciliter cette intégration en contribuant notamment à la stabilité du réseau et à l'essor des véhicules électriques.

Notre assemblée estime que nous ne pouvons désertier aucune des trois technologies aujourd'hui au cœur du débat : les Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les batteries et la filière hydrogène même si leur degré de maturité est très inégal. Elles doivent retenir toute l'attention des pouvoirs publics et des industriels.

Les modèles économiques doivent être profondément renouvelés pour appréhender comme il convient les bénéfices collectifs du stockage de l'énergie électrique.



CONSEIL ÉCONOMIQUE, SOCIAL
ET ENVIRONNEMENTAL
9, place d'Iéna
75775 Paris Cedex 16
Tél. : 01 44 43 60 00
www.lecese.fr

N° 41115-0016 prix : 19,80 €
ISSN 0767-4538 ISBN 978-2-11-138669-3



Diffusion
Direction de l'information
légale et administrative
Les éditions des *Journaux officiels*
tél. : 01 40 15 70 10
www.ladocumentationfrancaise.fr



9 782111 386693