

CAHIER SPÉCIAL

réalisé en partenariat avec



ALLER CHERCHER L'ÉNERGIE
dans le ciel, dans la mer
et sous la terre

LA *TERRA INCOGNITA* de l'énergie



CATHERINE MACGREGOR,
Directrice Générale d'ENGIE

Agir pour le climat nous impose de consommer une énergie plus verte, décarbonée, mais aussi parallèlement de réduire les volumes dont nous avons besoin en devenant plus sobres en énergie. Le défi est considérable, car dans le même temps la population mondiale augmente et les besoins essentiels doivent être assurés avec un haut niveau de confort pour tous.

Pour accompagner ces transformations et lutter contre le changement climatique, nous devons nous adapter en permanence : repenser nos modes de production, mais aussi d'usages de l'énergie, pour les rendre plus sobres et moins carbonés. Cela nécessite plus d'innovations et d'excellence, d'ouvrir d'autres champs et de libérer de nouveaux potentiels.

Sur le chemin de la décarbonation, la prochaine décennie est à peu près balisée même si tout n'est pas écrit. La feuille de route prévoit de renoncer aux énergies les plus carbonées, développer le solaire et l'éolien à l'échelle de leurs compétitivités

toujours meilleures, relocaliser les sources d'énergie grâce au bois, aux biogaz et aux réseaux de chaleur et de froid, construire et rénover les bâtiments en visant leur neutralité carbone, électrifier les véhicules personnels, poser les jalons de la décarbonation de la mobilité lourde à travers les gaz renouvelables et notamment l'hydrogène. Nous avons déjà exploré ces sujets passionnants au cours des années récentes.

Le cahier spécial de *Pour la Science* que vous tenez entre les mains veut s'aventurer au-delà et explorer avec vous la *terra incognita* des solutions technologiques de long terme les plus prospectives. Certaines vont chercher l'énergie en haute altitude, d'autres dans les grandes profondeurs. La géothermie pour la production de chaud, de froid et même d'électricité. Le stockage à grand volume de gaz renouvelables, voire de chaleur en milieu poreux et en cavités salines. L'exploration des potentiels de l'hydrogène naturel. L'énergie des marées, l'énergie osmotique pour la production d'électricité verte. L'éolien aéroporté capable de capter l'énergie du vent à haute altitude. Les nouveaux carburants décarbonés pour des avions plus propres. Nous vous invitons même à vous embarquer pour de longs vols spatiaux.

Découvrez toutes ces innovations et avec *Pour la Science* et Engie, prenez dès aujourd'hui un temps d'avance.

Groupe POUR LA SCIENCE

Directrice des rédactions: Cécile Lestienne

Rédacteur en chef: Maurice Mashaal

Édition de ce cahier réalisé en partenariat avec ENGIE: Loïc Mangin

Direction artistique et réalisation:

Ghislaine Salmon-Legagneur

Correction: Maud Bruguière

Marketing & diffusion:

Charline Buché & Elena Delanne

Direction du personnel: Olivia Le Prévost

Fabrication: Marianne Sigogne et Zoe Farre Vilalta

Directeur de la publication et Gérant :

Frédéric Mériot

Presse et communication: Susan Mackie

susan.mackie@pourlascience.fr Tél: 01 55 42 85 05

Imprimé en France -

Dépôt légal: Février 2019

Commission Paritaire n°0917K82079

© Pour la Science S.A.R.L.

Tous droits de reproduction, de traduction, d'adaptation et de représentation réservés pour tous les pays.

La marque et le nom commercial « Scientific American » sont la propriété de Scientific American, Inc.

Licence accordée à

« Pour la Science S.A.R.L. ».

En application de la loi du 11 mars 1957, il est interdit de reproduire intégralement ou partiellement la présente revue sans autorisation de l'éditeur ou du Centre français de l'exploitation du droit de copie (20 rue des Grands-Augustins - 75006 Paris).

Photos de couverture:

Abrilla/Adobe Stock

Explorer tous les réservoirs de la Terre

Comment atteindre la neutralité carbone ? En ouvrant de nouveaux potentiels énergétiques !

Partons sous la terre : de l'énergie géothermique, à l'exploitation de l'hydrogène naturel, en passant par un approvisionnement responsable en minéraux pour les énergies renouvelables et le développement de stockage et de transport de l'hydrogène...

Plongeons sous la mer, pour produire de l'électricité à partir de l'énergie issue des vagues et des marées, et stocker de l'énergie au fond de la mer.

Prenons de la hauteur avec des systèmes éoliens aéroportés, des carburants de synthèse et de l'hydrogène liquéfié pour l'aviation, et enfin avec la production d'air pur et de nourriture à bord des vaisseaux spatiaux.

Cette édition aborde les enjeux et les perspectives de ces technologies, certaines déjà matures, d'autres très innovantes, voire émergentes et leurs impacts, en adéquation avec les ambitions d'ENGIE de neutralité carbone, de sobriété et de durabilité.

SOMMAIRE

4 L'ÉNERGIE EST PARTOUT AUTOUR DE NOUS, SOUS TERRE, SOUS LA MER ET DANS LE CIEL

Michael E. Webber

6 LA GÉOTHERMIE, SOURCE DE CHAUD, DE FROID ET D'ÉLECTRICITÉ

Delphine Patriarche, Olivier Raclé et Nicolas Monneyron

8 L'HYDROGÈNE NATUREL, NOUVEL ELDORADO ?

Olivier Lhote, Jan Mertens, Maria Rosanne, Louis Gorintin, Tiphaine Fargetton et Laurent Jeannin

10 VERS UN APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN MÉTAUX CRITIQUES ET TERRES RARES

Anne Prieur Vernat et Élodie Le Cadre

12 LA MER, UN OCÉAN D'ÉNERGIES

Fiona Buckley

14 LA RÉVOLUTION DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE

Murès Zarea, Wouter Vancoetsem, Isabelle Alliat et Cristian Muresan

18 ÉNERGIES EN SOUS-SOL

Paule Labaune, Pierre Hennebelle, Lionel Nadau et Dominique Corbisier

20 DE L'ÉNERGIE STOCKÉE SOUS LA MER

Lionel Nadau et Koen De Bauw

22 DES ÉOLIENNES ET DES CERFS-VOLANTS

Olivier Van Oost et Rob Versteirt

24 COMMENT DÉCARBONER L'AVIATION ?

Élodie Le Cadre, Laurence Boisrame, Samuel Sayssset, Julien Colas et Bob van Schoor

26 LA TERRE, UN VAISSEAU SPATIAL COMME LES AUTRES

Jim Gripekoven, Jan Mertens, Rob Verstreit et Michael E. Webber

30 DES AVIONS À HYDROGÈNE LIQUIDE

Frédéric Legrand et Samuel Sayssset

32 LE MONDE DES ÉNERGIES, SANS DESSUS DESSOUS

Adeline Duterque, Luc Goossens et Jan Mertens



L'énergie est partout autour de nous, sous terre, sous la mer et dans le ciel

L'énergie a comme particularité absolue d'être tout autour de nous, juste sous nos yeux, mais cachée. Tout le monde sait que l'énergie apporte la lumière dans l'obscurité et la chaleur dans le froid. Il n'empêche, même omniprésente, elle n'en reste pas moins invisible. Demandez à votre entourage d'où vient l'énergie, et il y a de fortes chances que l'on vous montre du doigt un interrupteur, une prise de courant dans le mur, ou peut-être la station-service au coin de la rue.

Toutes les étapes par lesquelles une énergie passe de sa forme brute, quelque part au loin, à une forme utile comme le gaz ou l'électricité dans nos foyers, restent un mystère. En conséquence, le fait que l'énergie se manifeste régulièrement et sans un bruit dès que nous en avons besoin a quelque chose de magique. Cette aura me rappelle ma première motivation quand j'ai voulu devenir ingénieur : les voyages dans l'espace.

ATTIRÉ PAR LES ÉTOILES

Ils sont source d'émerveillement pour beaucoup, et je n'étais donc pas un cas isolé. Pour mon diplôme de premier cycle universitaire, j'ai décidé d'étudier le génie aérospatial. J'avais l'ambition d'intégrer un programme spatial, non

pas en tant qu'astronaute – je laissais ça aux personnes qui n'ont pas le vertige et aiment les montagnes russes –, mais en tant qu'ingénieur, afin d'aider l'humanité à franchir de nouvelles frontières vers de nouveaux horizons.

J'ai eu la chance de passer deux stages d'été au centre de recherche Ames de la Nasa, en Californie, où j'ai travaillé sur la propulsion supersonique. J'ai continué à m'intéresser à l'exploration spatiale tout en développant des capteurs dans le cadre de ma thèse de doctorat. Le premier ciblait les fuites de carburant sur la rampe de lancement du centre spatial Kennedy, en Floride. Le deuxième, que nous avons testé au centre spatial Lyndon B. Johnson, au Texas, surveillait un système de recyclage de l'eau utilisé à bord de la *Station spatiale internationale* (ISS).

Ces expériences étaient certes liées à des programmes spatiaux, mais l'énergie en était le cœur. Les carburants, dont je cherchais à empêcher les fuites, constituaient un enjeu central de la propulsion spatiale. Et l'incroyable charge énergétique que représente le transport d'eau douce dans l'espace valait bien que l'on s'intéressât à un système de recyclage à bord.

En comprenant en fin de compte que les formes modernes d'énergie sont essentielles à la conquête des cieux, j'ai réorienté ma carrière pour

me concentrer sur ces questions. De fait, l'énergie nous offre l'opportunité de repousser nos limites.

Historiquement, c'est le vent et la force musculaire des rameurs qui ont permis aux humains d'explorer le monde avec leurs navires. Puis vinrent le charbon pour alimenter les bateaux à vapeur et les trains, le diesel et l'essence pour les voitures et les camions, le kérosène pour les avions et, enfin, le carburant des fusées pour les voyages spatiaux. À chaque amélioration ou innovation, nous avons pu voyager plus loin et plus vite. L'énergie est la clé « magique » qui ouvre les portes de ces lieux éloignés où, avec le temps, nous pouvons nous rendre plus rapidement et plus souvent.

LA MAGIE DE L'ÉNERGIE

Mais notre relation à l'énergie est un peu plus complexe que cela. En nous ouvrant la voie vers de nouveaux territoires, elle nous donne aussi accès à de nouvelles formes... d'énergie. Les endroits les plus difficiles à atteindre aujourd'hui restent l'espace, les grands fonds marins et les profondeurs de la croûte terrestre. Dans un partenariat « symbiotique », nous utilisons l'énergie pour explorer le sous-sol et la surface des océans d'où nous extrayons de l'énergie. Les carburants pour aller dans l'espace proviennent du sous-sol. La pollution que nous rejetons dans l'atmosphère peut être séquestrée dans le sous-sol. Et l'espace est le banc d'essai de nos dernières technologies, telles que les piles à combustible et les générateurs thermoélectriques. À l'avenir, ces systèmes disparates devront être plus étroitement connectés.

La conquête de l'espace a eu une autre répercussion : pour la première fois, des humains voyaient la Terre dans son intégralité. Ce n'est pas un hasard si le programme Apollo, à la fin des années 1960, a coïncidé avec les premiers mouvements pacifistes et écologiques aux États-Unis. Depuis l'espace, l'absence de frontières entre les pays est évidente, rendant la guerre inutile. Et la beauté de la planète « vue de l'espace » a contribué à attirer davantage l'attention sur la protection de ses écosystèmes fragiles. L'énergie a permis cette vision globale.

CHANGEMENT DE PERSPECTIVE

Depuis l'espace, deux vérités s'imposent. D'abord, l'essentiel de la planète se trouve sous la surface des continents et des océans. Pour en

“ Aller plus loin ou plus haut exigera plus d'innovation, mais libérera de nouveaux potentiels ”

savoir plus sur notre « maison », nous devons nous intéresser aux profondeurs, de la terre et des mers. Ensuite, la Terre n'a qu'une seule atmosphère. On le savait, bien sûr, mais depuis l'espace, ce ciel partagé par tous est une évidence qui saute aux yeux. Et ces dernières décennies, nous avons pris conscience, de façon aiguë, que la pollution énergétique se propage à l'échelle planétaire à travers cette atmosphère commune. Le changement de perspective est radical.

Jadis, les préoccupations environnementales étaient de nature locale. L'eau était contaminée par une mine voisine. La pollution de l'air provoquait de l'asthme dans une ville industrielle ou des pluies acides dans un pays proche. Aujourd'hui s'y ajoute une dimension globale. En effet, les gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone ont une longue durée de vie, sont stables et se mélangent assez uniformément dans l'atmosphère : la conséquence est que le changement climatique est mondial. Et il affectera un milliard de personnes qui ne disposent pas des moyens de subsistance modernes que sont l'électricité, l'eau courante ou l'assainissement. Comment améliorer leur accès à l'énergie tout en réduisant l'effet sur le climat mondial des plus de 7 milliards de personnes qui y ont déjà accès ? Comment changer une industrie active dans tous les pays et dont les impacts ne sont plus isolés, mais subis dans le monde entier ?

Ces questions sont complexes, et nous devons chercher des solutions dans de nouveaux endroits. Aller plus loin ou plus haut exigera plus d'innovation, mais libérera de nouveaux potentiels. Franchir de nouvelles frontières exige de nous plus d'excellence technologique. Toutefois, au-delà, nous découvrirons aussi certaines des solutions dont nous avons besoin. ■

La géothermie, source de chaud, de froid et d'électricité

Ressource locale et inépuisable, la géothermie est une technologie mature à faibles émissions de carbone qui permet de produire de la chaleur mais également du froid et de l'électricité.

Fin 2020, à la cité Descartes de Champs-sur-Marne, dans la région parisienne, le forage d'un puits profond a commencé. Objectif, alimenter d'ici un an une future centrale géothermique qui desservira *via* un réseau de 19 kilomètres l'équivalent de 10 000 logements. Ainsi, la géothermie, que l'on imagine volontiers réservée à des pays comme l'Islande, a aussi le vent en poupe en France. C'est que cette source d'énergie sous forme de chaleur provenant du sous-sol, issue de la décroissance radioactive d'éléments naturellement présents dans le manteau et la croûte terrestres, est renouvelable, car abondante et inépuisable. Elle se fonde sur une propriété simple : la température du sous-sol augmente avec la profondeur, selon un gradient moyen de l'ordre de 30 °C par kilomètre. Il s'agit donc de puiser de l'eau dans des aquifères souterrains.

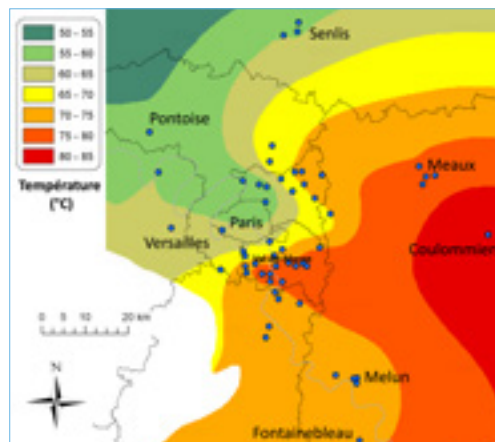
Aujourd'hui, on cherche à exploiter au mieux cette ressource. La géothermie de très basse température, exploitant des aquifères peu profonds, subvient ainsi aux besoins en chaleur et en froid de maisons, de quelques bâtiments voire d'un écoquartier. En froid ? En effet, grâce par exemple à des pompes à chaleur, la géothermie peut aider à produire du froid renouvelable. Avec des fluides atteignant des températures supérieures à 25 °C, la géothermie est aussi adaptée à la création de réseaux de chauffage urbain plus étendus et même, pour des températures atteignant 110 °C, à la production d'électricité, nous y reviendrons.

Outre son caractère renouvelable, l'avantage indéniable de la géothermie est qu'elle est toujours disponible. On parle d'une énergie de « *base load* » (en français « charge de base »), c'est-à-dire non intermittente et donc susceptible de fournir le minimum requis pour un réseau électrique ou de chaleur en continu. La géothermie a donc toute sa place dans le mix énergétique,

LES AUTEURS

DELPHINE PATRIARCHE, STORENGY, OLIVIER RACLE, ENGIE, ET NICOLAS MONNEYRON, ENGIE SOLUTIONS

Avec ses eaux de 50 à 85 °C, l'aquifère du Dogger, entre 1 500 et 2 000 mètres de profondeur, est une ressource géothermique inestimable en Île-de-France.



puisqu'elle pallie les défauts des autres sources renouvelables, essentiellement intermittentes, comme l'éolienne, le solaire...

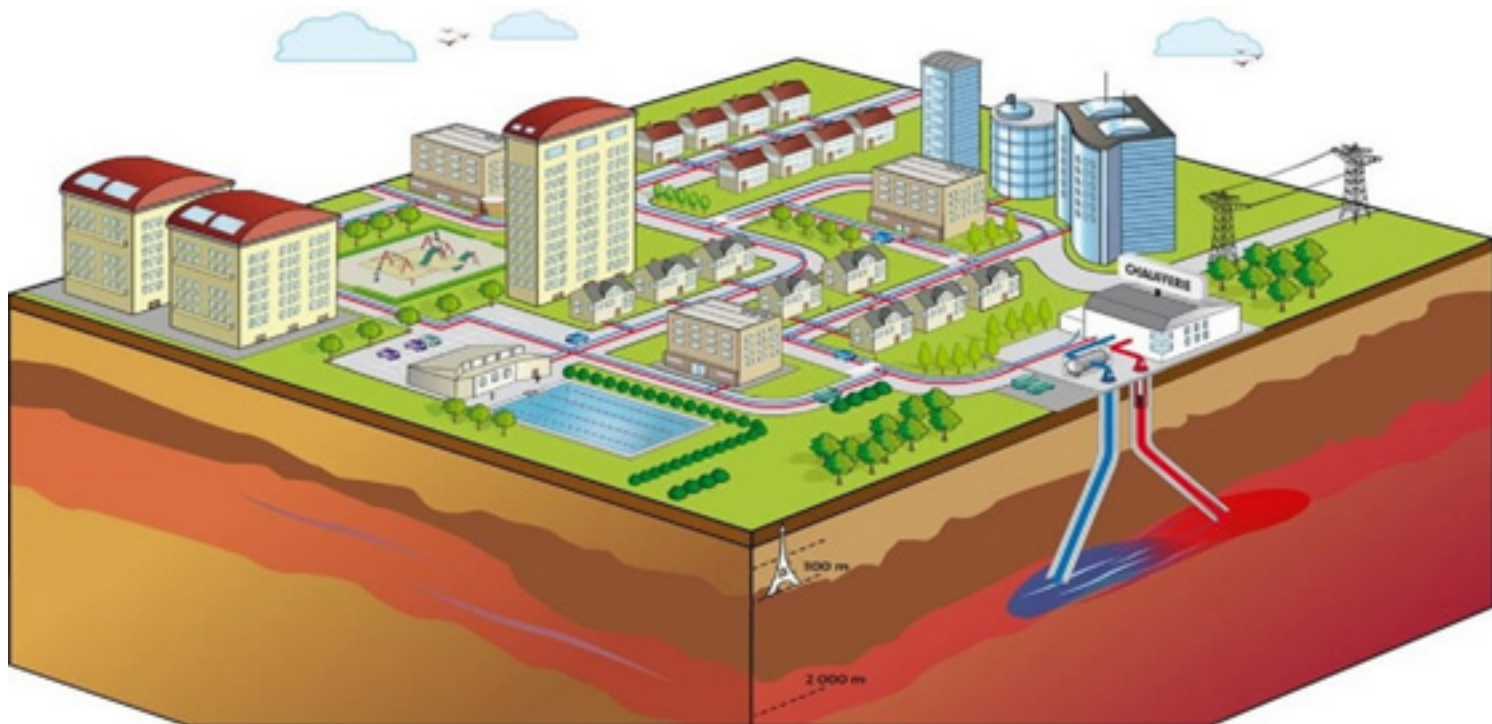
L'EXPÉRIENCE FRANÇAISE

À l'instar de Champs-sur-Marne, plusieurs villes de France ont choisi de chauffer ou rafraîchir leurs bâtiments publics et les habitations collectives à partir de cette source énergétique. Un réseau urbain est donc constitué d'une ou plusieurs centrales de production de chaleur, celle-ci étant ensuite distribuée aux utilisateurs par l'intermédiaire de réseaux enterrés qui peuvent parcourir la ville sur plusieurs kilomètres. Une centrale géothermique type regroupe le puits de production de chaleur et le puits de réinjection de l'eau au sein de l'aquifère où elle a été puisée, ainsi que des échangeurs thermiques en surface pour transférer la chaleur au réseau d'eau propre qui alimente les bâtiments en chauffage et en eau chaude sanitaire (*voir la figure ci-contre*). L'eau des profondeurs ne circule donc pas dans les tuyaux !

L'Île-de-France et plus particulièrement le Val-de-Marne ont misé sur la géothermie urbaine. Dans ce département où l'on trouve la plus grande densité au monde de centrales géothermiques en fonctionnement, cette source d'énergie représente plus d'un tiers de la production de chaleur grâce à une vingtaine de réseaux. C'est que la zone bénéficie de l'aquifère du Dogger (*voir la figure ci-dessous*) enfoui à 1,7 kilomètre de profondeur et de ses propriétés particulièrement favorables ici d'un point de vue

hydrodynamique. La température de l'eau se situe entre 60 et 75 °C. Des doublets de puits permettent à la fois de prélever l'eau chaude puis de la réinjecter dans le Dogger une fois ses calories transmises à l'eau de chauffage dans l'échangeur thermique, pour des puissances de 10 à 20 mégawatts (MW).

En Île-de-France, l'activité géothermique a commencé après le premier choc pétrolier, entre 1975 et 1986, et a connu un regain d'intérêt



après 2010, notamment grâce au soutien de l'Ademe, qui favorise la transition énergétique. L'essor est continu, et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) française, créée par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, prévoit pour 2028 un doublement de la production de chaleur renouvelable à partir de géothermie pour les villes et l'industrie.

Dans ce contexte, Engie a développé depuis dix ans dix nouvelles centrales géothermiques dont les plus récentes sont installées, outre à Champs-sur-Marne, à Vélizy et à Bordeaux. Dans cette dernière ville, le projet est particulièrement innovant. L'idée était d'y explorer la formation du Jurassique, à environ 1,7 kilomètre de profondeur, dont on ignorait le potentiel géothermique (il est en fait nul, car la formation n'est pas aquifère), tout en disposant, par le même puits, d'une solution de repli, en l'occurrence un aquifère du Crétacé, à 900 mètres de profondeur et dont les ressources sont connues. Certes, au final, on dispose d'une énergie moins importante qu'espérée, car moins profonde, mais elle est garantie.

À ces installations nouvelles s'ajoute la rénovation d'une quarantaine de centrales géothermiques mises en service dans les années 1980. Au total, la France est dotée d'une centaine d'installations de ce type, dont 50 en Île-de-France. Une telle densité confère à l'industrie française un savoir-faire unique qui peut s'exporter tant le potentiel géothermique est présent en Europe.

L'ÉLECTRICITÉ GÉOTHERMIQUE

La géothermie procure du chaud, du froid, mais aussi de l'électricité. L'Italie a été pionnière dans ce domaine, dès 1913, et notamment la Toscane, une région aux caractéristiques géologiques très favorables : une croûte terrestre amincie et un important magmatisme

Dans une centrale géothermique, de l'eau (en rouge) captée dans le sol transmet sa chaleur dans un réseau de distribution (dans la chaufferie) avant d'être réinjectée (en bleu).

expliquent un gradient géothermique élevé, de l'ordre de 100 °C par kilomètre. La première centrale, à Larderello, avait une capacité initiale de 20 kilowatts : elle est aujourd'hui supérieure à 800 mégawatts.

Au xx^e siècle, la mise en valeur de la ressource dans les régions du globe les plus propices a fait de la géothermie une énergie de premier plan. Les progrès scientifiques et techniques les plus récents offriraient même la possibilité d'extraire du lithium de certaines eaux géothermales pour des applications de mobilité électrique. Engie participe à ces recherches en concevant et testant avec ses partenaires académiques et institutionnels des technologies d'imagerie des zones en vapeur du sous-sol et de réinjection des gaz.

Les capacités mondiales de production d'électricité géothermique installées étaient en 2020 de 15,9 gigawatts (l'équivalent de 16 réacteurs nucléaires), soit moins de 1 % de la production totale. Actuellement mise en œuvre par 29 pays dont les ressources géothermales sont généreuses et manifestes, le potentiel de développement est important.

À l'étranger, Engie et ses partenaires ont récemment mis en production la centrale géothermique de Murah Laboh, en Indonésie (d'une puissance électrique de 85 MW). En France, l'objectif est de se tourner vers de nouvelles régions en métropole et en outremer afin d'y conduire les études de géosciences préalables à tout projet.

En fin de compte, par le développement de réseaux urbains de chauffage et de refroidissement, ainsi que par la production d'électricité s'appuyant sur les ressources géothermiques, l'ambition est de participer pleinement à l'essor d'un mix énergétique à faibles émissions de carbone. ■

RÉFÉRENCES

G. Hutterer, **Geothermal power generation in the world 2015-2020 update report**, *Proceedings World Geothermal Congress 2020*, Reykjavik, Islande, 2020.

A. Kazantsev et al., **An innovative methodology based on Low Frequency Passive Seismic data analysis to map geothermal reservoir steam saturated areas**, *Proceedings The 5th Indonesia International Geothermal Convention & Exhibition (IIGCE)*, Jakarta, 2017.

L'hydrogène naturel, nouvel eldorado ?

De l'hydrogène est naturellement produit dans le sous-sol. Son potentiel est encore à préciser, mais il pourrait bien changer la donne et contribuer notablement à la transition énergétique.

LES AUTEURS

OLIVIER LHOTE, JAN MERTENS,
MARIA ROSANNE ET LOUIS GORINTIN,
ENGIE RESEARCH,
TIPHAINE FARGETTON ET
LAURENT JEANNIN, STORENGY

Dans divers pays, des zones circulaires se distinguent de leur environnement par une forte diminution, voire une disparition de la densité végétale. Ce sont des « cercles de fées » auxquels des légendes ont parfois été accolées, faute d'explication bien convaincante encore aujourd'hui. Étonnamment, beaucoup de ces formations s'accompagnent d'un dégagement gazeux : il s'agit d'hydrogène. Ainsi, le gaz que l'on fabrique par divers procédés pour contribuer à la transition énergétique est naturellement présent dans le sous-sol...

Longtemps anecdotique, cet hydrogène sort peu à peu de la confidentialité à mesure que de nouveaux projets se développent pour comprendre comment il se forme. Et si cette ressource naturelle était bien plus répandue et surtout exploitable ? Après tout, nous ne sommes qu'au début des investigations, un peu comme nous l'étions pour le pétrole ou le gaz il y a 160 ans...

Passé la surprise de voir de l'hydrogène jaillir du sous-sol, les géologues s'y sont intéressés plus systématiquement, notamment le long des failles sous-marines où se forme la croûte océanique. Les premières évaluations des quantités émises sont stupéfiantes : quelques dizaines de millions de



Un « cercle de fées » au Brésil, d'où s'échappe de l'hydrogène naturel.

tonnes d'hydrogène par an ! À terre, même constat : les mesures menées, souvent au voisinage des cercles de fées, confirment que l'hydrogène est émis en quantités non négligeables.

Pour en savoir plus et quantifier ces émissions, Engie a développé une technologie de détection en continu : les capteurs PARHyS. Un déploiement récent sur plusieurs mois d'une centaine de ces capteurs dans le bassin de São Francisco, au Brésil (*voir l'encadré ci-dessous*), a révélé des flux de l'ordre du millier de mètres cubes par jour, soit une dizaine de tonnes par an.

HYDROGÈNE EN CONTINU

Les capteurs PARHyS (pour *Permanent analyses of renewable hydrogen with sensors*) sont de petits dispositifs résistants, abordables et faciles à déployer qui collectent dans la durée des données sur le flux d'hydrogène naturel en temps réel et les communiquent à distance. On espère ainsi mieux comprendre la production d'hydrogène souterrain et ses potentialités.

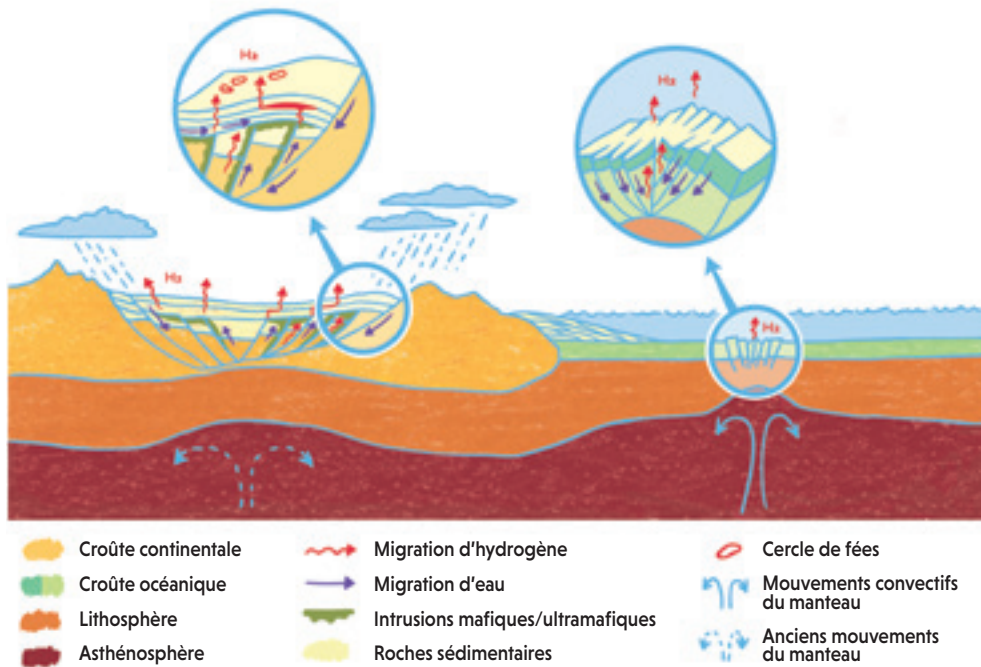


Vue aérienne du déploiement de capteurs PARHyS (en jaune) sur deux cercles de fées (Campinas et Baru) dans le bassin de São Francisco, au Brésil.

L'EAU, UN ACTEUR ESSENTIEL

Si diverses hypothèses quant aux mécanismes précis sont encore débattues, certains indices suggèrent que l'eau joue un rôle majeur dans le cycle de l'hydrogène naturel. C'est le cas au niveau des failles océaniques : l'eau participe à l'oxydation des minéraux ferromagnésiens des roches nouvellement créées, encore à haute température, et à la production d'hydrogène qui en résulte. Cette réaction chimique, rapide, se passe à relativement faible profondeur.

Qu'en est-il à terre ? Les principaux indices d'hydrogène se situent souvent dans les bassins sédimentaires au cœur de cratons (des parties très anciennes d'une croûte continentale, d'au



moins 500 millions d'années). Certains de ces bassins ont connu une histoire géologique parfois mouvementée qui se traduit par des ruptures dans la croûte continentale sous-jacente. Le long de ces fractures profondes, des roches du manteau supérieur renfermant des minéraux ferromagnésiens (des roches dites « mafiques » et « ultramafiques ») ont parfois été injectées dans les sédiments. Une origine possible de l'hydrogène naturel en bassin sédimentaire serait l'oxydation de ces minéraux par l'eau des aquifères voisins. C'est l'hypothèse privilégiée pour expliquer la présence d'hydrogène à Bourakébougou, au Mali.

En d'autres sites de ces mêmes massifs, l'hydrogène naîtrait de la radiolyse de l'eau, là aussi infiltrée *via* des failles, par le rayonnement de minéraux radioactifs contenus naturellement dans la croûte terrestre. Ailleurs encore, par exemple à Oman ou en Nouvelle-Calédonie, de l'hydrogène est libéré dans des zones où la tectonique des plaques a permis la surrection en surface de roches ferromagnésiennes (des péridotites) de la croûte océanique. Des failles donneraient à l'eau des aquifères un accès à ces minéraux avec lesquels elle réagirait pour produire de l'hydrogène. Dernier exemple, eau et hydrogène sont parfois associés dans des fluides géothermaux, où l'hydrogène est présent dans la fraction vapeur, comme en Islande. Tous ces contextes le montrent, l'eau semble bien au cœur du cycle de l'hydrogène.

QUEL POTENTIEL ?

Si les outils disponibles mesurent l'hydrogène qui s'échappe à la surface de la terre, la quantité produite dans les sous-sols est beaucoup plus difficile à estimer, mais elle est certainement beaucoup plus importante, car seule une fraction atteint la surface. En effet, en profondeur, la molécule de dihydrogène (H_2) est une source d'énergie

Cette coupe synthétique illustre les diverses interactions de l'eau et des roches pour former de l'hydrogène.

RÉFÉRENCES

I. Moretti et al., **Long term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a Brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions**, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46(5), pp. 3615-3628, 2021.

S. Worman et al., **Abiotic hydrogen (H_2) sources and sinks near the Mid-Ocean Ridge (MOR) with implications for the subsurface biosphere**, *PNAS*, vol. 117(24), pp. 13283-13293, 2020.

V. Zgonnik, **The occurrence and geoscience of natural hydrogen : A comprehensive review**, *Earth-Science Reviews*, vol. 203, art. 103140, 2020.

mobilisée par des réactions chimiques, mais aussi par des microorganismes. Ainsi l'essentiel de l'hydrogène n'atteint probablement jamais la surface de la Terre. Afin de mieux comprendre les conditions de sa préservation, Engie a créé avec l'université de Pau et l'Ifpen une chaire industrielle dédiée à l'étude du comportement de l'hydrogène dans le sous-sol.

Le gaz naturel obéit certes à un cycle très différent, mais une analogie est possible. On estime que les remontées géologiques naturelles de méthane sont d'environ 52 mégatonnes par an, soit l'ordre de grandeur des émissions d'hydrogène naturel en surface. Or les quantités de méthane contenues dans le sous-sol sont bien plus importantes (au minimum 200 gigatonnes) : les émissions en surface ne sont que la partie visible de l'iceberg.

Bien plus petite que celle de méthane (CH_4), la molécule de H_2 diffuse sans doute plus facilement jusqu'à la surface. De même, sa consommation dans le sous-sol est certainement plus importante du fait de sa forte réactivité. Cependant, la possibilité que de grandes quantités d'hydrogène soient piégées ou en transit dans le sous-sol est encore ouverte. De fait, certains forages d'eau ou d'hydrocarbures ont fortuitement mis au jour des accumulations de gaz riches en hydrogène comme au Kansas, au Mali ou au Brésil. Cet hydrogène se serait retrouvé piégé dans des roches-réservoirs à la manière du gaz naturel.

Mais combien de temps cet hydrogène peut-il rester ainsi confiné ? À l'instar des hydrocarbures, a-t-il été formé au cours des temps géologiques, auquel cas il serait maintenu dans des réservoirs pendant des millions d'années ? Ou au contraire, y séjourne-t-il peu de temps, tout en y étant plus rapidement régénéré ?

L'exploration pétrolière et gazière a grandement contribué à la compréhension de la lithosphère. Les outils mobilisés et les données recueillies aident désormais à mieux cerner ce que beaucoup nomment un « système hydrogène ». Les technologies de forage et d'exploitation issues du monde gazier pourront vraisemblablement s'adapter à cette nouvelle ressource qu'est l'hydrogène naturel. Son prix de revient, qui dépendra de la profondeur de forage et du débit, est attendu comme compétitif, c'est-à-dire inférieur à un euro par kilogramme d' H_2 produit. Dès lors, l'industrie gazière y trouvera une piste de reconversion massive tout en facilitant la transition écologique. Elle aura trouvé sa bonne fée ! ■

Vers un approvisionnement responsable en métaux critiques et terres rares

Indium, dysprosium, terbium... ces noms n'ont rien d'anciennes villes romaines, mais correspondent à quelques-uns des éléments sur lesquels se fonde le développement des énergies renouvelables. Ce sont en effet des composants essentiels des éoliennes et des panneaux solaires, mais aussi des dispositifs de stockage de l'énergie, en particulier les batteries.

Ces technologies n'émettent pas de gaz à effet de serre lorsqu'elles fonctionnent, et leur bilan carbone est seulement lié à leur fabrication, et dans une moindre mesure à leur maintenance et à leur fin de vie. Elles sont prometteuses pour l'avenir du climat, mais elles peuvent être problématiques sous certains aspects. Lesquels ? Leur fabrication recourt à des éléments dont l'extraction et le traitement soulèvent en fonction des technologies des questions environnementales et sociales importantes : pollution, conditions de travail déplorables dans les gisements, santé des populations locales détériorée...

TROIS CATÉGORIES

À ce stade, il convient de distinguer parmi ces composants les « terres rares », les « minerais du conflit » et les « métaux critiques », toutes ces catégories formant un ensemble de métaux dont l'utilisation est tirée par le développement des technologies de la transition énergétique.

Les « terres rares » regroupent 17 métaux (le scandium, l'yttrium et la famille des lanthanides dont les « villes romaines » du début) dont les propriétés thermiques, électriques, magnétiques... en ont fait des éléments incontournables dans le développement des technologies de la transition énergétique et numérique. Leur définition vient du tableau de Mendeleïev. Précisons que, contrairement à ce qu'indique leur nom, elles ne sont pas rares dans l'absolu dans la croûte terrestre. En fait, elles tirent leur nom du faible nombre de gisements exploitables économiquement.

LES AUTRICES

**ANNE PRIEUR VERNAT,
ENGIE LAB CRIGEN,
ET ÉLODIE LE CADRE,
ENGIE RESEARCH**

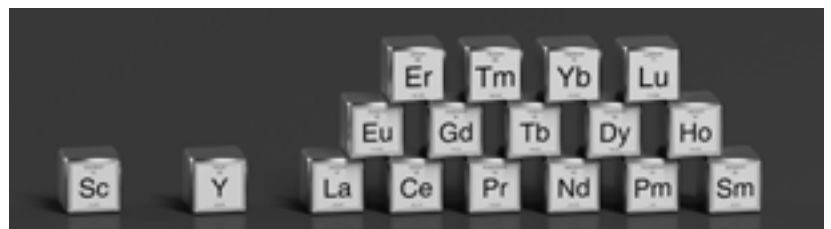
Les autrices remercient
**Jo Dewulff, de l'université
de Gand, pour sa relecture.**

Les minerais du conflit désignent quant à eux un ensemble de minerais dont les conditions d'extraction portent atteinte aux droits humains : ils sont issus de mines situées dans des zones instables, contrôlées par des groupes armés et faisant appel au travail forcé. Les principaux métaux de cette catégorie sont le tungstène, le tantale, l'or et l'étain. Le cobalt, utilisé dans les batteries, est parfois associé à cette catégorie.

Les métaux critiques sont quant à eux des éléments qui présentent des risques (géologiques, techniques, géopolitiques...) en termes d'approvisionnement et dont, de surcroît, une pénurie aurait des effets économiques importants. Les minerais du conflit et les métaux critiques sont définis par les États.

Détaillons quelques exemples. Dans la production d'énergies renouvelables, les terres rares (principalement le dysprosium, le néodyme, le praséodyme et le gadolinium) ne sont utilisées que pour les éoliennes à aimant dit « permanent » (par opposition aux électroaimants). Selon le BRGM, ces aimants représentent 20 % de l'utilisation des terres rares en tonnage et plus de 50 % en valeur. Les enjeux associés ne sont pas tant liés à la disponibilité qu'à des questions environnementales. En effet, les terres rares étant présentes en faible concentration dans la croûte terrestre, leur exploitation nécessite l'extraction et le traitement d'une grande quantité de minerai. Ces opérations mobilisent beaucoup d'eau, d'énergie et de produits chimiques, et produisent de nombreux déchets toxiques.

Les terres rares regroupent 17 métaux : le scandium, l'yttrium et les quinze lanthanides (lanthane, cérium, praséodyme, néodyme, prométhium, samarium, europium, gadolinium, terbium, dysprosium, holmium, erbium, thulium, ytterbium, lutécium).





Les technologies liées aux énergies renouvelables dépendent de matériaux soulevant des questions environnementales et sociales parfois importantes. Comment y répondre ?

La consommation d'eau est particulièrement cruciale pour ces terres rares et pourrait devenir un facteur limitant là où le stress hydrique est intense, comme en Australie ou en Chine.

Qu'en est-il des secteurs du photovoltaïque et des batteries ? Ils ne consomment pas ou peu de terres rares. Les enjeux sont de différentes natures et concernent d'autres métaux : pour le premier, le silicium, l'indium, l'argent, le sélénium et le tellure ; pour les secondes, le cobalt, le lithium et le graphite. Ainsi, le cobalt est particulièrement critique à cause d'un risque géopolitique et social élevé dans les zones d'approvisionnement, principalement en République Démocratique du Congo.

Quant au lithium, les enjeux sont d'ordre économique, car 85 % des ressources sont concentrées en Argentine, au Chili et en Bolivie, et les acteurs sur le marché sont peu nombreux. La consommation d'eau nécessaire à son extraction dans les déserts de sel est également un point d'attention fort. Pour le silicium des panneaux photovoltaïques, le principal enjeu concerne les impacts environnementaux potentiels liés à son extraction et à son raffinage : consommation d'eau, rejets toxiques et risque de pollution de l'eau si le processus est mal maîtrisé.

PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT

Comment s'affranchir de ces difficultés ? D'abord, dans le photovoltaïque, plusieurs améliorations et innovations voient le jour. Citons la diminution de l'épaisseur des plaquettes de silicium qui réduit les besoins en cet élément, la suppression des cadres en aluminium, la réutilisation des matériaux, la mise au point de nouvelles cellules photovoltaïques à base de pérovskite (des cristaux de type $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbX}_3$), en tandem ou non avec le silicium, dotées de meilleurs rendements...

Quant aux batteries, de nouvelles technologies émergent comme celles dans lesquelles l'électrolyte liquide est remplacé par un

Le lithium est extrait des mines de sel, ici à Colchani, en Bolivie.

RÉFÉRENCES

L. Ligia da Silva Lima et al., **Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems**, Sustainable Energy Technologies and Assessments, in press, 2021.

Chantier de démontage et de recyclage exemplaire pour le plus ancien parc éolien de France à Port-la-Nouvelle (Aude), Engie, 2019 : <https://bit.ly/31CIYzf>

R. Danino-Perraud, **Face au défi des métaux critiques, une approche stratégique du recyclage s'impose**, IFRI, 2018.

Géopolitique des énergies renouvelables et analyse prospective de la transition énergétique (GENERATE), Projet ANR piloté par l'IFPEN et l'IRIS : <http://bit.ly/3sZ3Ona>

Les terres rares, Dossier du BRGM : <http://bit.ly/30znZfn>

matériau solide comme un oxyde, un sulfure ou un polymère. Moins polluantes et moins coûteuses à fabriquer, elles ont une durée de vie plus longue et une plus grande densité énergétique. Les batteries dites « à flux » (ou piles d'oxydo-réduction) offrent aussi de grandes capacités de stockage, de flexibilité et une durée de vie significative, autant de caractéristiques propres à diminuer l'impact environnemental.

Un autre axe de développement pour limiter les besoins en matières premières est le recyclage. Aujourd'hui, 95 % de la masse d'une éolienne sont recyclables, fondations comprises. Ce qui reste correspond aux résines des pales et aux aimants permanents pour lesquels des technologies de recyclage émergent. Les futures pales pourront être aussi en fibres de carbone recyclables. Les volumes de déchets poussent la filière à structurer le recyclage et le développement d'aimants permanents sans terres rares notamment. Les panneaux solaires sont, eux, recyclables à plus de 95 %, les matériaux étant isolés et redirigés vers d'autres applications. Cependant, si des filières de recyclage sont en place en Europe, elles font encore défaut dans d'autres régions du monde pour limiter la pression sur les ressources et l'environnement.

Du point de vue réglementaire, des lois se mettent en place pour obliger les industriels à maîtriser les risques environnementaux et sociaux sur toute leur chaîne de valeur : il en va ainsi de la loi française sur le devoir de vigilance (2017), du *Modern Slavery Act* (2015) au Royaume-Uni ou de la réglementation sur la civilisation écologique en Chine.

Ces cadres juridiques, combinés aux nouvelles technologies et à un recyclage plus performant, aideront à maîtriser et limiter l'ensemble des impacts sur l'environnement et la société des énergies renouvelables dans le monde. Elles seront alors vraiment vertes ! ■

La mer, un océan d'énergies

La mer et les océans recèlent une importante quantité d'énergie sous différentes formes (marées, vagues, chaleur, salinité...) que l'on sait de mieux en mieux exploiter.

Un « cerf-volant » prêt à être immergé pour capter l'énergie des courants de marées.

« **R**éfléchissez au mouvement des vagues, au flux et reflux, au va-et-vient des marées. Qu'est-ce que l'océan ? Une énorme force perdue. Comme la terre est bête ! Ne pas employer l'océan ! » Ce que déplorait Victor Hugo dans *Quatrevingt-treize* (1874) n'est plus de mise aujourd'hui tant la mer est devenue une alliée incontournable pour nous aider à relever le défi de la transition énergétique. De fait, la Commission européenne voit dans les océans une source de 100 mégawatts (MW) pour 2025 et 1 gigawatt (GW) en 2030 : c'est plus qu'un réacteur nucléaire ! Comment récupérer cette énergie ? Tout dépend de la cible : les marées, les vagues, la chaleur ou la salinité.

L'ÉNERGIE DES MARÉES

Sous l'effet des forces gravitationnelles exercées par la Lune et le Soleil, ainsi que de celles dues à la rotation de la Terre, les mers et océans sont sujets aux marées. Ce phénomène se traduit par des courants, souvent forts, et des variations du niveau marin, ces deux processus étant propices à la conversion en énergie électrique.

Les courants de marées varient périodiquement dans un sens, puis dans l'autre selon un rythme spécifique à chaque lieu et connu. Conséquence, la disponibilité de l'énergie est prévisible sur le long terme.

L'AUTRICE
FIONA BUCKLEY,
ENGIE
LABORELEC

Des technologies de formes et tailles diverses, proches du stade commercial, sont aujourd'hui déployées et offrent des puissances de 0,2 à 2,5 MW. Citons les turbines hydrauliques (ou hydroliennes) à axe horizontal, celles à axe vertical, les turbines autoportées fonctionnant comme des cerfs-volants immergés... Certaines sont installées en mer, d'autres, plus petites, dans des rivières et des estuaires.

Le potentiel énergétique théorique a été estimé à environ 350 térawattheures par an (TWh/an) pour quatre pays européens (Royaume-Uni, Irlande, Danemark et Norvège) et plus de 9 000 TWh/an pour l'Asie et l'Océanie. Pour rappel, la consommation électrique de l'Europe des 28, en 2019, était de 3 239 TWh.

Le cerf-volant est l'option choisie par la société suédoise Minesto à laquelle était associée Engie via Engie Laborelec (voir la photo ci-dessus). Les objectifs principaux du projet étaient de concevoir l'engin immergé, de minimiser son impact environnemental et de réduire les coûts afin d'augmenter la compétitivité.

Outre les courants, les marées se traduisent aussi par la montée et la descente du niveau marin. On peut alors utiliser un barrage, une digue ou toute autre forme de barrière pour extraire la puissance de la différence de hauteur entre la marée haute et la marée basse. L'énergie est convertie par des turbines situées dans le barrage. Plusieurs centrales sont déjà en activité de par le monde,

notamment en France (240 MW), au Canada (20 MW), en Chine (5 MW) et en Corée du Sud (254 MW). Le potentiel global est estimé à 80 GW, mais les investissements nécessaires sont importants et les impacts environnementaux sont à étudier avec soin.

VAGUES ET CHALEUR

Lorsque le vent souffle sur l'océan, il transfère une partie de son énergie aux vagues qu'il crée. Les technologies houlomotrices sont dédiées à la captation de cette énergie, variable selon les saisons et disponible sur de courtes périodes de temps. On distingue neuf familles de dispositifs qui convertissent l'énergie mécanique en électricité. Par exemple, à Porto de Pecém, au nord-est du Brésil, Engie Laborelec a participé à l'installation de deux flotteurs, reliés à la côte par des bras métalliques, qui en montant et en descendant actionnent des pompes hydrauliques. Au large de Bilbao, dans le cadre du projet Opera, financé par l'Union européenne, et soutenu par Engie, un piston vertical oscillant au gré de la houle a été testé récemment.

Aujourd'hui, plus de 100 projets pilotes et démonstrateurs sont en cours, avec des puissances comprises entre 0,125 et 1 MW. Le potentiel théorique a été estimé à 2 628 TWh/an pour plusieurs pays du nord et du sud de l'Europe au littoral étendu et à 12 000 TWh/an pour l'Asie et l'Océanie.

Avec ou sans vagues, la mer a toujours une énergie thermique exploitable. Selon quel principe ? D'abord, la chaleur de l'eau, en surface, est utilisée pour produire une vapeur qui agit comme un fluide de travail. Ensuite, de l'eau froide, captée plus en profondeur, condense la vapeur en aval d'une turbine, celle-ci étant alors mise en mouvement par la différence de pression.

Cette technologie, dite « OTEC », n'a de sens qu'en zones subtropicales, là où les différences de températures entre la surface et les profondeurs sont supérieures à 20 °C. Quelques défis restent à relever avant de penser déployer ces systèmes : la taille du réseau de conduites hydrauliques (une centrale de 100 MW requiert des tuyaux d'eau froide de 10 mètres de diamètre et 1 000 de long !) et l'amélioration de l'efficacité des échangeurs thermiques.

L'énergie des mers peut aussi servir à la climatisation (on parle de SWAC) et fournir de l'air conditionné à des immeubles en exploitant la différence de température entre les eaux profondes et celles de surface. Les avantages sont économiques, mais aussi environnementaux, car le remplacement des systèmes conventionnels d'air conditionné s'accompagne d'une réduction de la consommation électrique (jusqu'à - 80 %).



À Marseille, le projet Thassalia alimente en chaud et en froid 600 000 mètres carrés de bâtiments grâce à de l'eau de mer.

Le projet Thassalia développé à Marseille par Engie en est une bonne illustration (voir la photo ci-dessus). Là, un réseau de distribution de chaud et de froid à partir de l'eau de mer offre aux bâtiments raccordés un taux d'énergie renouvelable supérieur à 75 % avec des coûts compétitifs et stables dans la durée. L'eau puisée dans le port à 7 mètres de profondeur alimente directement des thermofrigopompes (une sorte de pompe à chaleur) et des groupes réfrigérants à haute efficacité. Ces machines desservent 600 000 mètres carrés de bâtiments dans le quartier d'affaires Euroméditerranée.

EN OSMOSE AVEC LA MER

Dernière source d'énergie marine, celle dite « osmotique » résulte de la différence en concentration de sels entre deux fluides. Deux types de technologies sont à l'étude. L'une, la PRO (*Pressure retarded osmosis*), est fondée sur le passage d'une eau douce vers une eau salée (c'est l'osmose) à travers une membrane, ce mouvement créant une pression convertie en électricité par une turbine. L'autre, la RED (*Reversed electrodialysis*) utilise le transport d'ions à travers des membranes pour générer un potentiel électrique converti en électricité.

Si les méthodes sont encore loin d'être matures tant les défis à relever sont importants, le potentiel de l'énergie osmotique est tout de même estimé à 647 GW. Engie, via Tractebel Energia, avec le centre de recherche Coppe de l'université fédérale de Rio de Janeiro, a participé à un projet pilote de développement d'une membrane à échelle réduite.

La diversité des énergies marines esquissée précédemment est un signe prometteur. Plus prévisibles que celle du vent ou du soleil et avec un fort potentiel européen et mondial, elles auront vraisemblablement une place importante dans le nouveau mix issu de la transition énergétique. Pour ce faire, il leur faut atteindre leur maturité commerciale et être plus compétitives tout en étudiant leurs impacts sur l'environnement afin d'en faire des énergies définitivement durables. L'océan ne sera alors plus « une énorme force perdue ». ■

La révolution des réseaux d'énergie

Électricité, gaz, chaleur... les réseaux de transport et de distribution d'énergie, souvent souterrains, doivent s'adapter et s'intégrer pour favoriser une transition énergétique optimale.

Aux États-Unis, une démonstration aux chutes du Niagara mit fin à la « Guerre des courants » qui opposa Thomas Edison, partisan du courant continu (CC) pour le transport et la distribution d'électricité, à Nikola Tesla, promoteur du courant alternatif (CA). Ce dernier a gagné et aujourd'hui, nos réseaux électriques sont parcourus de courant alternatif. Cependant, l'avènement des énergies renouvelables pourrait changer la donne et offrir une seconde chance au courant continu. Et par-delà l'électricité, tous les réseaux d'énergie, y compris ceux de gaz ou de chaleur, sont concernés par la révolution imposée par la transition énergétique.

De fait, aujourd'hui, ces réseaux relient les utilisateurs aux unités productrices d'énergie, majoritairement centralisées. Souvent hors de notre vue, car enterrées, ces infrastructures vitales doivent s'adapter pour accompagner le monde de l'énergie vers la neutralité carbone. Quelques questions soulevées par cette évolution révèlent le besoin pressant d'innovations technologiques dans ce secteur. Puisque les fermes éoliennes et solaires produisent de plus en plus de CC, est-ce intéressant de continuer à transporter l'électricité en CA ? L'hydrogène ayant le vent en poupe parmi les gaz verts, peut-on l'injecter dans les réseaux de gaz existants ? Peut-on verdir davantage les réseaux urbains de chauffage et de climatisation ?

On ne peut répondre à ces questions que par des approches nuancées, car il s'agit de systèmes complexes, souvent constitués d'infrastructures développées durant de nombreuses décennies. Toutefois, des solutions existent. Citons quelques exemples à propos des questions précédentes.

LES AUTEURS
MURÈS ZAREA,
ENGIE RESEARCH,
WOUTER VANCOETSEM,
ENGIE LABORELEC,
ISABELLE ALLIAT ET
CRISTIAN MURESAN,
ENGIE LAB CRIGEN



Nikola Tesla a gagné la « Guerre des courants », car le CA permet de changer simplement de tension pour répondre aux besoins grâce à des transformateurs. De la sorte, on peut transporter sur de longues distances l'électricité, sous forme de courant alternatif à haute tension (CAHT), sans trop de pertes. Cependant, le paysage de la production a changé. En effet, les cellules photovoltaïques produisent directement du CC. Quant aux génératrices des éoliennes, dont la vitesse de rotation varie, elles ne fournissent pas un CA stable et conforme aux standards des réseaux (en l'occurrence à une fréquence de 50 hertz). Pour corriger ce défaut, l'énergie passe par un dispositif (un redresseur/onduleur) dont une étape est en CC.

LA REVANCHE DU COURANT CONTINU

Les batteries stockant l'électricité pour la mobilité, les usages nomades et les services aux réseaux électriques fonctionnent également en CC. De même pour les appareils électroniques. Parallèlement à cette expansion de l'offre et de la demande en CC, l'électronique de puissance, c'est-à-dire l'« électronique de conversion d'énergie » a atteint sa maturité et permet aujourd'hui de transformer facilement le voltage des courants continus, de passer du CC au CA... En fin de compte, la principale raison du choix original du CA est obsolète.

L'éloignement des installations de production et de stockage d'électricité renouvelable des centres de consommation rend



Même enterrés, les réseaux de distribution d'énergie sont en pleine mutation.

nécessaires de nouvelles liaisons électriques, idéalement enterrées plutôt qu'aériennes, si c'est techniquement possible, même quand cela représente des coûts supplémentaires.

Plus de 125 ans après la victoire du courant alternatif au niveau des réseaux, les technologies d'électronique de puissance rendent aujourd'hui possible le transport efficace de l'électricité sous la forme de courant continu à haute tension (CCHT), offrant une alternative au CAHT. En matière de transport souterrain de l'électricité sur de longues distances, le CCHT présente d'ailleurs plusieurs avantages, et pour les raccordements d'installations offshore, il serait même la seule solution.

D'abord, en termes de coût. Si le CCHT nécessite en bout de ligne des stations de conversion plus chères que les transformateurs pour le CA, le coût de la ligne est néanmoins inférieur pour la même capacité. Ainsi, le CCHT devient moins cher que le CAHT à partir d'une distance critique (voir la figure ci-contre). Pour les connexions souterraines, le seuil de rentabilité du CCHT serait autour de 50 kilomètres. La ligne est moins chère pour le CCHT, car elle ne requiert que deux câbles conducteurs, voire un seul dans certaines architectures réseau d'éoliennes offshore au lieu de trois, voire quatre en CAHT. De plus, pour un câble donné, la capacité de transport d'énergie est supérieure, nous y reviendrons.

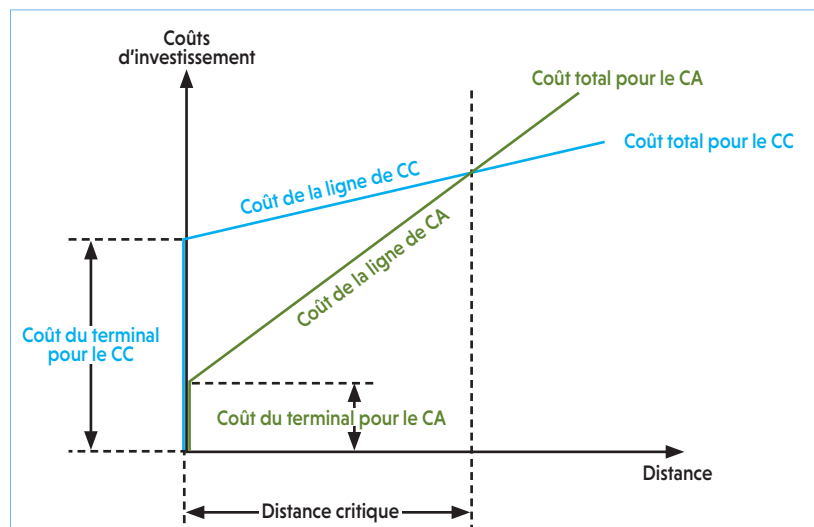
Un deuxième avantage concerne la puissance réactive. De quoi s'agit-il ? L'énergie électrique distribuée sous forme de courant

alternatif par les réseaux de distribution est composée d'une puissance « active », convertie en mouvement ou en chaleur (c'est en quelque sorte la puissance utile), et d'une partie « réactive » utilisée par les équipements électriques composés de circuits magnétiques. La consommation excessive d'énergie « réactive » entraîne un échauffement des câbles d'alimentation, des pertes supplémentaires, des chutes de tension importantes, des surcharges au niveau des transformateurs, et oblige à un surdimensionnement des installations. Or les longs câbles CAHT souterrains représentent une source de puissance réactive élevée qui doit être compensée par des dispositifs *ad hoc* comme des condensateurs, des bobines... Uniquement liée au CC, la puissance réactive n'est pas un problème pour le CCHT.

Enfin, dernier atout, le CCHT a des pertes plus élevées dans les stations de conversion, mais des pertes plus faibles en ligne, ce qui l'avantage là encore sur les plus longues distances. En effet, pour un même câble, la tension moyenne est plus élevée en CC qu'en CA, donc l'intensité est moindre, ainsi que les pertes en CC. En conséquence, par un câble donné peut passer une puissance plus élevée en CC qu'en CA, ou encore, pour acheminer une même puissance, on a besoin d'un câble moins épais en CC qu'en CA.

Ces avantages du CCHT ne doivent pas occulter quelques inconvénients. Par exemple, un convertisseur est un élément actif, piloté par logiciel, forcément plus complexe qu'un transformateur, qui est un composant passif. Quoi qu'il en soit, les vertus du CCHT vont se renforcer, notamment par l'amélioration de l'efficacité des convertisseurs et par l'exploitation optimale de ses capacités par le pilotage pointu des convertisseurs pour un échange contrôlé des puissances active et réactive et une meilleure stabilité du réseau. Cependant, le CCHT ne remplacera pas le CAHT, qui garde ses avantages. Le CCHT est

Les coûts d'investissements pour le courant continu (CC en bleu) et l'alternatif (CA en vert) varient en fonction de la distance. Au-delà d'une distance critique, le CC est plus compétitif.



EAU, GAZ ET HYDROGÈNE À TOUS LES ÉTAGES



À Cappelle-la-Grande, près de Dunkerque, un lotissement neuf de 103 logements est alimenté par un mélange de gaz naturel et de 20 % d'hydrogène.

A Cappelle-la-Grande, près de Dunkerque, le projet GRHYD a confirmé la viabilité de l'injection d'hydrogène H_2 issu de sources renouvelables dans un réseau de distribution de gaz. Le réseau impliqué dans la démonstration a été conçu à l'origine pour distribuer du gaz naturel. Sa capacité à distribuer une part d' H_2 en toute sécurité a été confirmée par une première étape d'essais en laboratoire

sur certains éléments du réseau de gaz (compteurs, détecteurs...) et sur les usages du gaz. Une fois la compatibilité de tous les éléments du réseau avec la présence d' H_2 vérifiée, les autorisations administratives (arrêté ministériel du 22 juin 2016) nécessaires pour la mise en œuvre de l'innovation ont été obtenues. La phase de test sur le terrain a fonctionné pendant 22 mois avec une augmentation progressive de la teneur

d' H_2 dans le gaz par paliers jusqu'à 20 % (en volume). Le retour d'expérience technique a validé la faisabilité du concept pour un réseau neuf de distribution de gaz, alimentant 103 logements neufs. Le démonstrateur a injecté environ 14 000 mètres cubes d' H_2 produit à partir de 112 gigawattheures d'électricité garantie d'origine renouvelable. Ainsi, 150 mégawattheures par an de gaz naturel ont été

économisés. De plus, l'empreinte carbone du mélange distribué est réduite : l'injection de 20 % en volume d' H_2 vert diminue de 7 % les émissions de gaz à effet de serre, car la densité énergétique volumique de l' H_2 est trois fois inférieure à celle du gaz naturel.

Le succès du démonstrateur GRHYD ouvre la voie à l'intégration d'énergies renouvelables via l' H_2 dans les réseaux de gaz.

une solution technique complémentaire pour les nouvelles lignes électriques enterrées de transport sur de grandes distances.

GAZ ET HYDROGÈNE

Ces lignes côtoieront les tuyaux où circule le gaz naturel progressivement combiné au biométhane, auquel on pourra adjoindre de l'hydrogène H_2 . Lors de la pointe hivernale, on consomme deux à trois fois plus d'énergie sous forme de gaz que d'électricité. La décarbonation du gaz est donc une priorité forte. Pour ce faire, à côté du biométhane, l' H_2 vert, ou au moins à bas carbone, est une option, comme le montrent les ambitieuses stratégies de production allemande, française, néerlandaise...

Une partie de ce nouveau vecteur énergétique peut être produite près de grands consommateurs, et le reste emprunter, seul ou associé à du gaz naturel, des infrastructures gazières en place pour son transport et sa distribution plus locale auprès des utilisateurs. Cependant, de par ses particularités, l' H_2 soulève quelques questions quant à son acheminement.

En premier lieu, la petite taille de la molécule d' H_2 se traduit par des interactions différentes de celles du gaz naturel avec les matériaux constitutifs des réseaux et des installations existants : acier, polyéthylène, polymères... De nombreux

projets de recherche et de développement (R&D) et de démonstration étudient la compatibilité des matériaux avec l' H_2 en tenant compte des conditions d'exploitation, notamment de pression et de ses variations (voir l'encadré ci-dessus).

Ainsi, des canalisations en acier de certaines caractéristiques métallurgiques peuvent parfois être fragilisées par l' H_2 . Le phénomène dépend aussi des conditions d'exploitation des ouvrages existants initialement destinés au seul gaz naturel.

Les stations de compression qui jalonnent le réseau de transport imposent également des contraintes dues à la thermodynamique de l' H_2 vis-à-vis des compresseurs centrifuges, mais aussi aux turbines à gaz qui actionnent ces compresseurs. Par exemple, au-delà de 5 à 10 % d'hydrogène, certains brûleurs des turbines doivent être changés, car les caractéristiques de combustion de l' H_2 diffèrent beaucoup de celles du gaz naturel. En outre, certains petits composants en élastomère, sensibles à l' H_2 , seront peut-être à remplacer. Cependant, les réseaux de distribution modernes, en polyéthylène haute densité, n'ont pas de problème de compatibilité avec l' H_2 , et n'ont d'ailleurs pas de compresseurs. Il faut néanmoins s'assurer que les « accessoires » du réseau (vannes, détendeurs, compteurs...) sont compatibles avec l' H_2 .

RÉFÉRENCES

Le projet européen THyGA :
<https://thyga-project.eu>

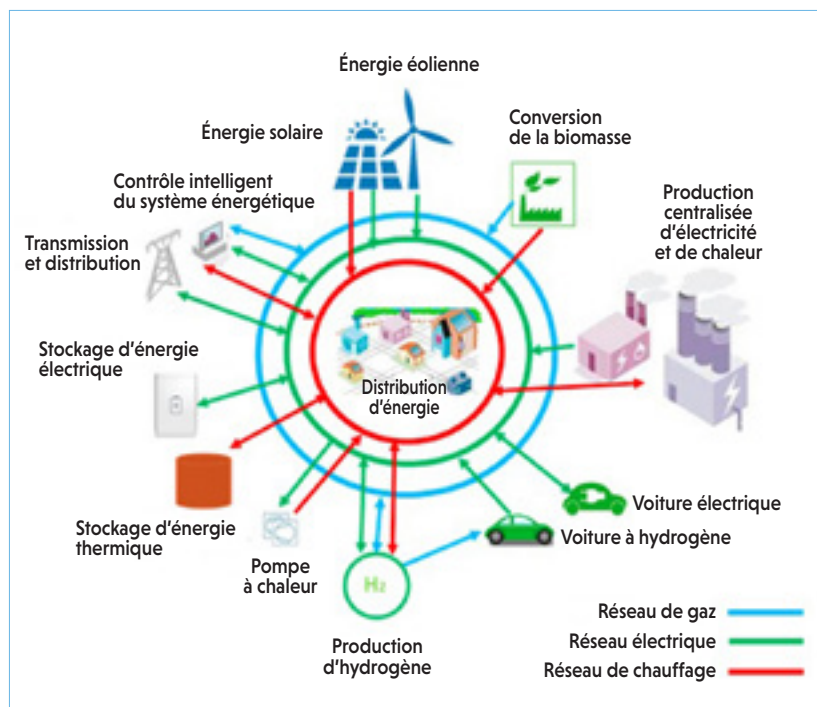
Le concept European Hydrogen Backbone :
<https://bit.ly/31hZeED>

Enfin, concernant les utilisations, les chaudières utilisant le gaz naturel, par exemple, sont certifiées avec des mélanges gaz naturel/H₂ jusqu'à une teneur de 23 % en volume pour ce dernier, ce qui facilite l'injection directe dans les réseaux de distribution. Le projet de recherche THyGA, cofinancé par l'Europe, explore systématiquement les limites de ces mélanges utilisables dans les appareils pour les usages résidentiels et tertiaires.

De ces divers éléments, il ressort une vision segmentée. Si l'on souhaite minimiser les adaptations, les réseaux de distribution récents pourront absorber à court terme environ 20 % d'H₂ en volume, contre 5 % à 10 % seulement pour les réseaux de transport. Il sera donc possible de mélanger directement de l'H₂ au gaz naturel dans les réseaux de distribution de gaz. Les réseaux de transport peuvent quant à eux évoluer selon deux trajectoires distinctes. Soit on se contente d'acheminer des mélanges compatibles avec les infrastructures existantes, soit on adapte ces dernières pour des proportions plus élevées en H₂ (ce qui les rendrait compatibles pour de l'H₂ à 100 %). Dans le cadre du concept « European Hydrogen Backbone », cette option est à l'étude pour relier des producteurs à de gros consommateurs à l'échelle européenne.

“ La transition énergétique requiert la réconciliation de Thomas Edison et de Nikola Tesla ”

La cinquième génération de réseaux urbains de chauffage et de climatisation (5GDHC) associe de nombreux types de sources et de vecteurs énergétiques.



À l'échelle des plus petits consommateurs, une solution reconnue de décarbonation au niveau des quartiers consiste à améliorer les réseaux urbains (de chaleur et de froid) en incorporant des sources d'énergie renouvelable décentralisées (électricité renouvelable, gaz vert et hydrogène vert), en récupérant la chaleur fatale (un rejet de chaleur qui aurait été autrement perdu), en augmentant l'au-

toconsommation et le stockage local d'énergie. Une telle convergence entre vecteurs énergétiques à l'échelle locale est rendue possible par la cinquième génération de réseaux urbains de chauffage et de climatisation (noté 5GDHC pour 5th Generation district heating & cooling). Rappelons les générations successives de réseaux urbains. Les trois premières consistent à distribuer de l'eau très

chaude dans des canalisations respectivement en béton, en acier non isolé, puis isolé. La quatrième génération voit circuler de l'eau à température modérée. Enfin, la 5GDHC est celle des réseaux urbains à basse température, à usage réversible (chauffage et climatisation), couplés à de nombreux types de sources (voir la figure ci-contre).

DES RÉSEAUX DE 5^E GÉNÉRATION

Grâce à la synergie entre infrastructures énergétiques, les réseaux 5GDHC favorisent l'apparition des Communautés locales d'énergie (CLE) partageant les investissements et les bénéfices entre les consom'acteurs, c'est-à-dire des consommateurs qui sont aussi producteurs. Les CLE fondées sur la 5GDHC permettent de surmonter les pics saisonniers d'énergie dans les bâtiments et fournissent des modèles économiques basés sur le commerce des vecteurs énergétiques entre les communautés et les marchés d'électricité ou de gaz.

Des outils numériques sont indispensables pour la mise en place de ces nouveaux réseaux, notamment pour la gestion optimisée en temps réel des systèmes techniques multi-énergie, pour leur optimisation, pour la traçabilité des transactions énergétiques. Ce pourrait par exemple être des technologies type blockchain (une technologie de stockage et de transmission d'informations sans organe de contrôle central)

Ces quelques exemples le montrent, la transition énergétique requiert une révolution des réseaux de distribution de l'énergie, qu'il s'agisse de l'électricité, des gaz verts comme l'hydrogène ou de la chaleur. Elle passe par de nombreuses innovations, en cours ou à venir... et par la réconciliation de Thomas Edison et de Nikola Tesla ! ■



Engie Campus, le futur siège d'Engie, à la Garenne-Colombes, près de Paris, sera équipé d'un système de chauffage et de climatisation adossé à un stockage d'énergie thermique en sous-sol, dans un aquifère.

© Engie

Énergies en sous-sol

Aujourd'hui, le sous-sol français est utilisé pour stocker de l'énergie, essentiellement sous forme de gaz naturel. Demain, il le sera pour des énergies renouvelables.

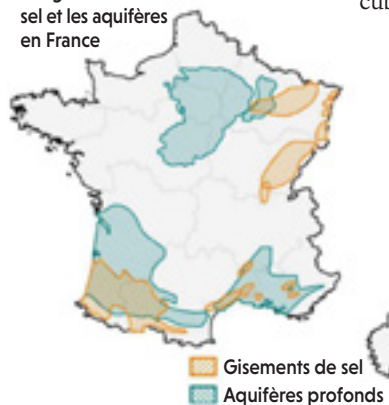
En France, la consommation de gaz naturel est de l'ordre de 500 000 gigawattheures (GWh) par an, soit l'équivalent de la production de 70 réacteurs nucléaires. On imagine volontiers ce gaz venir tout droit d'un gazoduc ou d'un méthanier, mais ce n'est pas le cas. En hiver, plus de la moitié du gaz provient des sites de stockage souterrain.

Valable aussi pour le fuel et le pétrole, cette pratique éprouvée depuis des décennies offre la possibilité de stocker des volumes très importants, de façon sûre et économique, avec une faible empreinte au sol. Concernant le gaz naturel, un tel stockage massif est indispensable notamment pour lisser la demande sur l'année. En France, il est concentré sur 14 sites répartis sur le territoire et se distingue par deux types de nature : un milieu poreux ou une cavité saline (*voir la figure ci-contre*).

Le stockage en milieu poreux est assuré dans des roches, par exemple le grès ou le calcaire, coiffées d'une couche imperméable. Il peut s'agir d'anciens gisements de gaz ou de pétrole ou bien d'aquifères comme c'est principalement le cas en France. Ces sites sont typiquement à

LES AUTEURS
PAULE LABAUNE ET
PIERRE HENNEBELLE,
STORENGY, LIONEL NADAU,
ENGIE LAB CRIGEN,
ET DOMINIQUE CORBISIER,
ENGIE LABORELEC

Les gisements de sel et les aquifères en France



plusieurs centaines de mètres de profondeur et s'étendent sur quelques dizaines de mètres d'épaisseur et plusieurs kilomètres carrés. On compte aujourd'hui en France dix sites de stockage de gaz naturel en aquifère, représentant une capacité de l'ordre de 120 000 GWh.

Les cavités salines sont quant à elles creusées dans des massifs de sel gemme de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de mètres d'épaisseur par un processus dit « de lessivage » : un puits est foré jusqu'au sel, on y injecte de l'eau douce et on soutire de la saumure. On crée ainsi des cavités mécaniquement stables où, le sel étant très imperméable, l'on peut stocker des gaz ou des liquides non aqueux, comme le pétrole.

En France, quatre sites de stockage de gaz naturel en cavités salines totalisent une cinquantaine de cavités de 50 000 à 600 000 mètres cubes et une capacité de stockage cumulée de 12 000 GWh. Ce type de stockage offre un grand potentiel pour de nouvelles formes d'énergie, non fossiles cette fois.

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

On peut notamment imaginer remplacer le gaz naturel par du méthane non fossile que l'on produit de plus en plus. Ainsi, le projet Méthycentre installé à Angé, dans le Loir-et-Cher, consiste à produire du biométhane à partir de déchets organiques, ainsi que du méthane de synthèse par une

© INERIS

réaction de méthanation entre du CO₂ et de l'hydrogène. Le gaz est alors injecté sur le réseau à hauteur de 2 200 GWh par an (56 000 en 2030) et une partie est stockée sur le site voisin de Céré-la-Ronde.

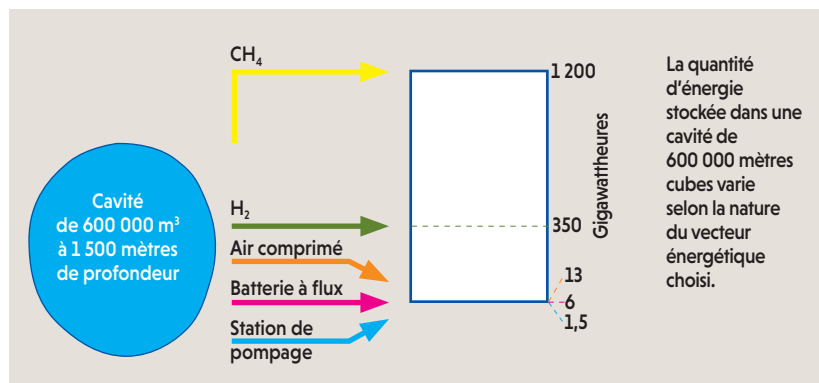
L'hydrogène, pur ou associé à du gaz naturel, est aussi compatible avec un stockage en cavités salines. C'est d'ailleurs le cas depuis les années 1970 au Royaume-Uni et 1980 aux États-Unis. En France, le projet Hypster (pour *Hydrogen pilot storage for large ecosystem replication*) lancé en 2020 prévoit de tester le stockage d'hydrogène vert en cavité saline jusqu'à 44 tonnes, soit 1,8 GWh : c'est la consommation journalière de plus de 1 700 bus à hydrogène. Les aquifères semblent moins adaptés au stockage d'hydrogène, car des bactéries du sous-sol pourraient le consommer, ce phénomène dépendant notamment de la chimie des eaux et de la nature des roches-réservoirs. Ce gaz contenant moins d'énergie par volume (c'est l'inverse en masse) aux pressions de stockage usuelles, la conversion de toutes les cavités salines de France correspondrait à 3 500 GWh.

Dans les batteries à flux, deux liquides de compositions en ions - ou électrolytes - distinctes circulent à l'intérieur de cellules électrochimiques où des échanges d'électrons entre les deux composés produisent de l'électricité. En France et en Allemagne, des études s'intéressent à des batteries à flux, adossées à des stockages géants d'électrolytes organiques en cavités salines. De nombreux verrous restent à lever, en particulier la compatibilité de ces composés organiques avec la saumure et les murs des cavités, néanmoins, une première batterie de 0,7 GWh devrait être opérationnelle en Allemagne en 2023. L'ensemble des cavités salines de France dédiées à cet usage stockerait de l'ordre de 60 GWh.

“ Les cavités salines sont les plus prometteuses pour stocker en sous sol des énergies renouvelables ”

RÉFÉRENCE

La chaîne YouTube de Storengy : youtube.com/user/storengycom



Ce serait de 40 à 130 GWh avec de l'air comprimé (on parle de *Compressed air energy storage*, ou CAES), qui entraînerait une turbine en sortant d'un tel réservoir.

Enfin, ce serait de l'ordre de 15 GWh en stockant de l'électricité dans une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP). Le principe est de stocker de l'électricité à la façon d'un barrage : de l'eau mise en réserve en hauteur (elle a été au préalable pompée) actionne des turbines quand elle rejoint un réservoir situé plus bas, ici dans le sous-sol.

STOCKAGE DE CHALEUR

Plutôt que des gaz ou des liquides, pourrait-on stocker de la chaleur ? C'est le sens de l'idée d'UTES (pour *Underground thermal energy storage*). De tels systèmes participeraient au chauffage et à la climatisation d'une maison particulière jusqu'à plusieurs bâtiments.

Dans le cas des ATES (A pour *Aquifer*), une boucle d'eau est ouverte sur un aquifère situé de 40 à 300 mètres de profondeur : en hiver, l'eau chaude est soutirée de l'aquifère grâce à une pompe à chaleur, puis, une fois refroidie, réinjectée au niveau de puits « froids ». Un circuit inversé assure la climatisation. Ce type de stockage est déjà largement déployé aux Pays-Bas et en Suède,

mais l'est encore peu en France. Engie va se doter d'un des premiers systèmes de ce type pour son nouveau siège en région parisienne, dans la ville de la Garenne-Colombes (voir la figure page ci-contre).

Avec des BTES (B pour *Borehole*), les échanges thermiques se font au sein d'une boucle fermée par le biais de sondes géothermiques forées au sein de niveaux géologiques qui ne sont pas aquifères.

En fin de compte, à court terme, les cavités salines apparaissent comme une solution pertinente pour stocker des énergies renouvelables. Elles sont actuellement testées, à différents degrés de maturité, pour le stockage de méthane de synthèse, d'hydrogène, d'air comprimé, ou dans des dispositifs de batteries à flux. À plus long terme, le stockage en milieu poreux serait lui aussi sollicité, sous réserve de lever certaines interrogations techniques et environnementales.

Pour assurer la transition énergétique et en particulier pallier le problème de l'intermittence des énergies renouvelables, le stockage semble indispensable. Qu'il soit souterrain, c'est-à-dire invisible, est assurément un atout. ■

De l'énergie stockée sous la mer

Plusieurs dispositifs de stockage de l'électricité renouvelable se traduisent par l'installation de réservoirs au fond des mers.

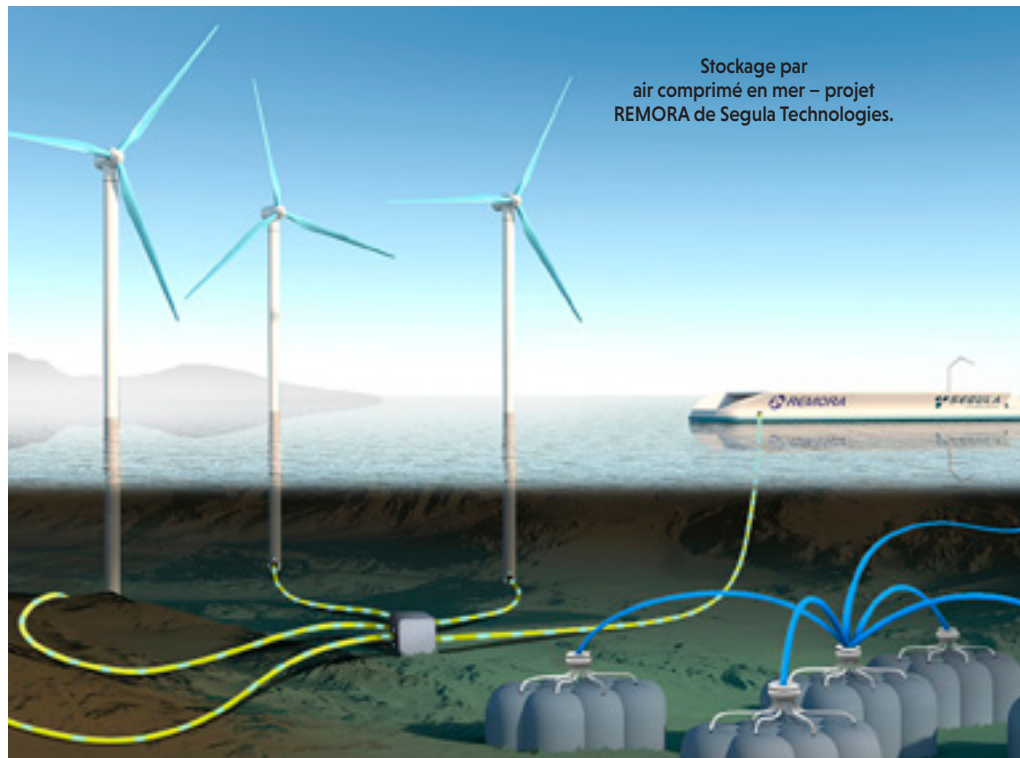
François de Rugy en juin 2019, puis Barbara Pompili en février 2021, les ministres de l'Écologie se succèdent, mais chacun réaffirme la nécessité de développer l'éolien, notamment en mer. C'est que cette méthode de production d'électricité renouvelable est une pièce maîtresse pour atteindre les objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cependant, elle se doit de surmonter les obstacles auxquels sont confrontés tous les autres types d'énergies renouvelables : la flexibilité, c'est-à-dire l'équilibre entre production et demande, la sécurité d'approvisionnement. Le stockage est un moyen de relever ces défis. Mais où stocker ?

Stocker de l'électricité requiert de l'espace, un enjeu majeur du fait de l'accroissement de la population. Par exemple, une cavité saline souterraine de 600 000 mètres cubes (l'équivalent de trois arcs de triomphe !) remplie d'air comprimé ou d'hydrogène dédié à la consommation quotidienne de 265 000 foyers (13 gigawattheures) a une emprise au sol de 2,25 hectares. Avec des batteries qui équiperaient chacune des habitations, la surface occupée serait au total de 9,92 hectares. Même si de nouvelles générations de batteries réduiront cet impact, on doit chercher à diminuer cette emprise terrestre.

DEDANS OU EN DEHORS ?

Une idée consisterait à stocker de l'électricité en mer, près des éoliennes. Une telle solution diminuerait en outre le coût des raccordements de ces parcs offshore aux réseaux terrestres et améliorerait considérablement la flexibilité de l'offre électrique. Enfin, un stockage local de l'énergie serait idéal pour de futurs parcs éoliens flottants, indépendants du réseau et en eaux profondes, conçus pour répondre aux besoins du transport ou d'une plateforme polyvalente éloignée de côtes.

La première idée qui vient à l'esprit serait d'intégrer le stockage d'énergie à l'intérieur ou le long des fondations qui arriment les éoliennes au fond en ajoutant des réservoirs.



Stockage par air comprimé en mer – projet REMORA de Segula Technologies.

LES AUTEURS

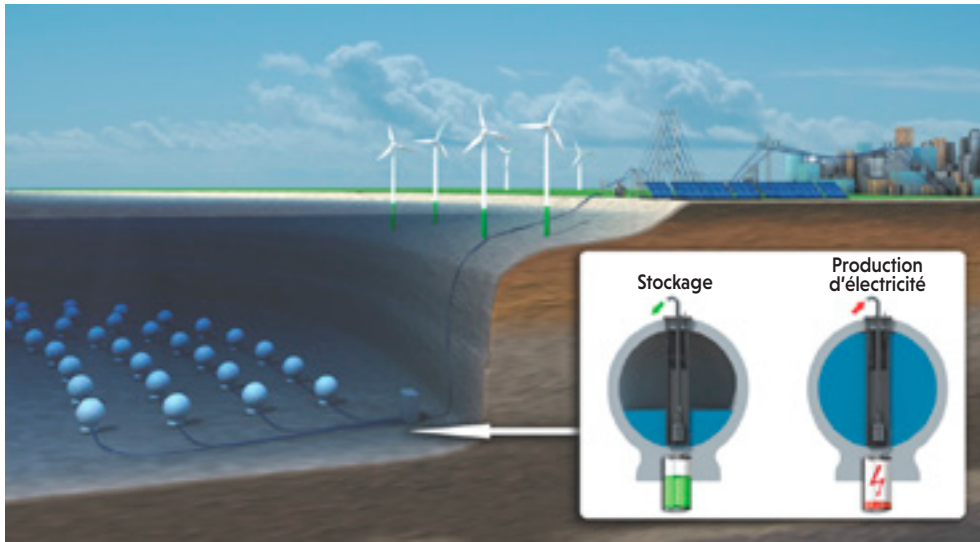
LIONEL NADAU, ENGIE LAB CRIGEN, ET KOEN DE BAUW, ENGIE LABORELEC

L'usage des infrastructures serait ainsi optimisé, mais ce n'est pas si simple...

Un premier obstacle important est la complexité du comportement dynamique des grandes éoliennes. De fait, les futures installations de plus de 10 mégawatts, annoncées avec des rotors de 240 mètres de diamètre, devront composer avec des marges minimales entre les fréquences de résonance de la structure globale fixe et les fréquences des vents et des vagues, ce qui laisse peu de marge de manœuvre quant à la distribution des masses dans la fondation. Le stockage d'un volume d'eau important et variable dans une cavité associée à la fondation ajouterait des contraintes importantes à la conception.

Autre difficulté, la fabrication des fondations des éoliennes est aujourd'hui une activité mature, fondée sur des pratiques industrielles standardisées et éprouvées qu'il faudrait alors réviser profondément. Au final, les concepteurs d'éoliennes ainsi que les organismes de certification hésitent à s'engager dans la voie de ce type de stockage.

Ces contraintes seraient encore plus importantes pour les éoliennes flottantes pour qui les fondations s'apparentent plus à des barges de



Station de transfert d'énergie par pompage, adaptée aux conditions marines.

décompose en trois étapes. D'abord, un tube est rempli d'air puis fermé. Ensuite, de l'eau est injectée grâce à une pompe hydraulique : l'eau, en remplissant le tube, réduit le volume de l'air et le comprime. Enfin, lorsque la pression de l'air est suffisante, l'air comprimé est injecté dans les réservoirs sous-marins afin d'y être stocké. Et l'électricité ?

Quand elle est nécessaire, les tubes sont remplis d'eau puis reçoivent de l'air provenant des réservoirs. L'eau est alors chassée vers une turbine qu'elle actionne. La production d'électricité s'arrête lorsque les réservoirs d'air sont vides. L'eau utilisée dans ce stockage aide à limiter l'échauffement de l'air lors de la compression et son refroidissement lors de la détente.

Avec cette alliée thermique, le rendement électrique atteint 70 %, contre 40 % environ pour d'autres systèmes similaires. Notons que ce type de stockage peut aussi fonctionner pour des champs de panneaux solaires installés à proximité du littoral.

LA MER DE HAUT EN BAS

Second exemple, le projet StEnSea (pour « *Storing energy at sea* ») est développé par l'institut Fraunhofer des technologies et de l'économie des systèmes énergétiques, à Kassel, en Allemagne. Il exploite le principe des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), un type d'installation hydroélectrique constitué de deux bassins situés l'un au-dessus de l'autre. La puissance de l'installation est déterminée par la différence de hauteurs entre les deux et la quantité d'énergie stockée par le volume d'eau retenu. Quand la demande en électricité est faible, l'eau du bassin inférieur est pompée vers celui du dessus. Sinon, l'eau est relâchée du bassin supérieur vers celui du bas, entraînant sur son passage une turbine qui produit l'électricité.

Dans le projet StEnSea, le bassin supérieur est la mer et le bassin inférieur des boules en béton immergées de 30 mètres de diamètre contenant une pompe-turbine réversible (voir la figure ci-dessus). La puissance de l'installation dépend de la hauteur de la colonne d'eau, tandis que la capacité de stockage est proportionnelle au nombre de boules. Chacune de ces dernières peut contenir 20 mégawattheures d'électricité, soit la consommation quotidienne de 400 foyers français. Lors du stockage, l'eau contenue dans une boule est rejetée par pompage, alors que lors de la production d'électricité, la boule est remplie d'eau, produisant de l'électricité sur son passage au travers de la turbine.

Ces deux technologies ont d'ores et déjà fait la preuve de leur efficacité. Verra-t-on un jour proliférer les réservoirs de béton au fond des océans ? ■

flottaison. Dans ce cas, les variations importantes de la masse des fondations auraient un impact encore plus important sur le comportement global. De plus, imaginer de grands vides dans les fondations pour contenir d'importants volumes d'eau de mer ou d'air pressurisé entraîne des exigences supplémentaires, par exemple en matière d'épaisseur des parois et de protection contre la corrosion. Enfin, dernier écueil, le développement des éoliennes flottantes est encore loin d'être mature.

Certains projets tentent de relever ces défis, comme le prototype FLASC qui consiste en un système de stockage intégré dans un dispositif flottant équipé d'une éolienne, de panneaux solaires ou de tout autre générateur d'électricité. D'autres choisissent de s'en affranchir. Ainsi en serait-il d'un stockage mis en œuvre à distance des éoliennes, par le biais de structures supplémentaires dédiées, installées au fond des mers. Cette piste a une plus grande probabilité de trouver son chemin vers l'industrie.

DE L'AIR AU FOND DES MERS

Parmi les diverses technologies de stockage aujourd'hui à l'étude, deux sont déjà à un stade avancé : le stockage par air comprimé et la station de transfert d'énergie par pompage. Bien adaptées aux conditions maritimes, elles autorisent le stockage de grandes quantités d'énergie.

La première, développée par Segula Technologies, consiste en une plateforme flottante, une sorte de bateau, contenant un système de compression hydraulique performant et des réservoirs en béton, posés sur le fond marin, où est retenu l'air comprimé (voir la figure page ci-contre). Le fonctionnement se

RÉFÉRENCE

É. Le Cadre Loret et al., **Emerging sustainable technologies, report from 2020 Technology watch, 2020** : <https://bit.ly/3tgjcM9>

Des cerfs-volants producteurs d'énergie

Le projet d'éolienne aéroportée de la société SkySails s'adapte à différents contextes : à terre, en mer et sur des engins mobiles comme des cargos.



Comment exploiter l'énergie considérable des vents circulant en altitude ? Grâce à des éoliennes aéroportées évoluant au bout d'un câble.

En 1833, l'utopiste John Adolphus Etzler imagine un monde débarrassé du travail et de la misère grâce à la technique. Il y propose notamment d'exploiter l'énergie éolienne à haute altitude. Ce qui semblait de la science-fiction au XIX^e siècle est aujourd'hui une solution envisagée pour pallier les difficultés que rencontre l'éolien traditionnel (on parle d'HAWT pour *Horizontal axis wind turbine*).

L'idée est l'éolien aéroporté, ou AWE (pour *Airborne wind energy*) : un dispositif volant, par exemple un cerf-volant, retenu par un câble oscille à haute altitude, là où les vents sont plus forts et réguliers, ce mouvement étant converti en électricité. Le sujet est stratégique pour Engie, car cette prochaine génération d'éoliennes terrestres et offshore aura un impact environnemental et un « coût actualisé de l'énergie » (LCOE) parmi les plus faibles. Pourquoi ?

D'abord, dépourvues des énormes mats, des pales de turbine et avec des fondations allégées, l'AWE nécessite jusqu'à 95 % de matériel en moins que les éoliennes classiques pour des rendements énergétiques similaires. En conséquence, les coûts d'investissement et l'empreinte environnementale diminuent tandis que l'installation est facilitée dans les régions

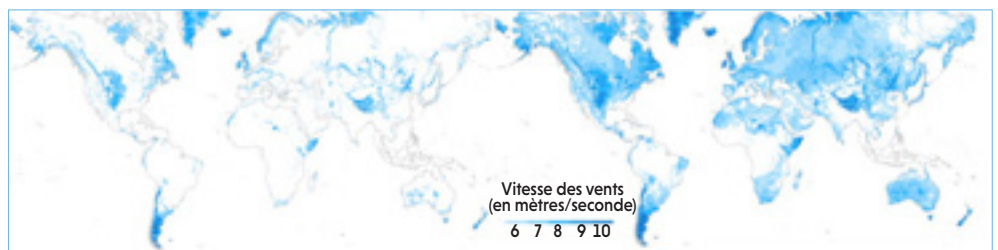
LES AUTEURS
OLIVIER VAN OOST,
ENGIE LABORELEC, ET ROB
VERSTEIRT, ENGIE RESEARCH

manquant d'infrastructures. En outre, de par la structure allégée des équipements, l'AWE a un faible impact visuel et peut être déployée, à terre, dans des endroits éloignés et difficiles d'accès, et en mer, dans les eaux profondes du large.

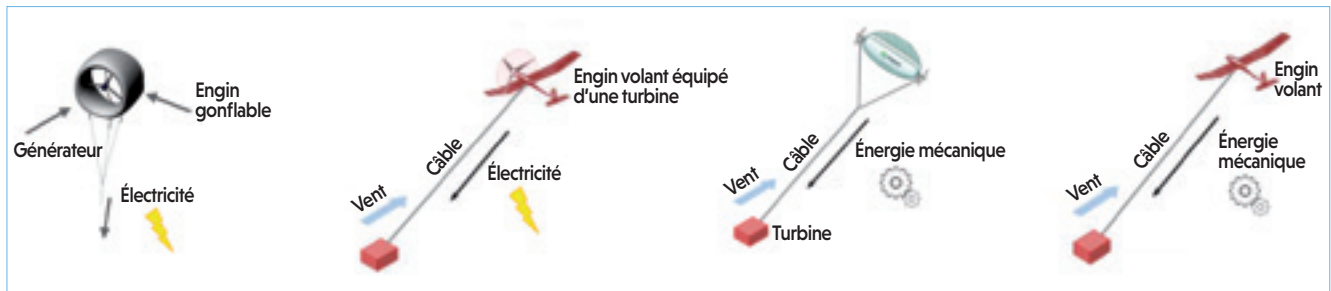
PLUS HAUT ET PLUS FORT

Ensuite, autre avantage, les rendements énergétiques sont meilleurs. En effet, en altitude, les vents sont plus forts et plus stables : les exploiter aiderait à réduire l'intermittence de l'approvisionnement en énergies renouvelables et contribuerait à abaisser le coût de l'électricité. Ainsi, le facteur de charge espéré (le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite et celle qui le serait si l'éolienne tournait à plein régime tout le temps) est de 50 à 80 %, contre 40 à 55 % pour l'éolien en mer et 20 à 40 % pour le terrestre.

Enfin, des études portant sur les vents à travers le monde (*voir ci-dessous*) suggèrent que



Les vents exploitables par l'éolien classique à 100 mètres d'altitude (à gauche) sont bien inférieurs à ceux accessibles à l'éolien aéroporté à 250 mètres d'altitude (à droite).



© A. Cherubini et al.

d'importantes ressources énergétiques deviendraient accessibles grâce à l'AWE.

À quoi ressembleront les éoliennes aéroportées ? Plusieurs modèles très différents sont à l'étude et encore à un stade précoce de développement. Aucun « gagnant » ne semble se dégager. Les caractéristiques sont déterminées par les exigences du marché, notamment la transportabilité, la simplicité, les vents ciblés (faibles ou forts) et l'échelle du dispositif (de quelques dizaines de kilowatts (kW) jusqu'à plusieurs mégawatts (MW)). Aujourd'hui, les concepteurs se concentrent sur les premiers projets pilotes réels destinés à démontrer la fiabilité, les performances, l'autonomie du système, la capacité de montée en puissance... À ce jour, la puissance nominale des prototypes ayant déjà fait leurs preuves se situe entre 2 et 600 kW, et des augmentations jusqu'à 3 MW sont prévues.

Malgré cette diversité de concepts, on distingue deux types de production d'énergie, à bord ou au sol. Dans la première, principalement étudiée et développée aux États-Unis, l'objet volant (kite, drone, avion...) est équipé d'hélices dont la rotation génère l'électricité, celle-ci étant ensuite transmise par le câble qui relie l'appareil au sol. Dans la seconde option, plus souvent choisie en Europe, la conversion de l'énergie mécanique en électricité est assurée par des générateurs installés à terre où la traction sur le câble, au bout duquel évoluent des ailes rigides, semi-rigides ou souples, actionne une génératrice par pompage : le déroulement du câble fait tourner un tambour connecté à un alternateur qui produit l'électricité. À partir d'unités individuelles, on peut imaginer des groupes de cerfs-volants disposés dans des fermes AWE ou dans un carrousel. Le principal inconvénient est ici l'intermittence de l'énergie produite, car une fois le câble déroulé, il est nécessaire de faire redescendre l'objet volant... Ces cycles de pompage durent entre 30 secondes et 6 minutes selon les conditions de vents.

La plupart des concepts ont démontré leur pertinence, mais de nombreux défis restent à relever pour faire de l'éolien aéroporté une réalité : la fiabilité à long terme (au moins vingt ans), la capacité de décoller et d'atterrir automatiquement, l'alimentation électrique à bord, l'efficacité globale du système (optimisation des ailes, conversion d'énergie, stockage...), la montée en puissance... Dans sa volonté d'encourager le

La diversité des concepts d'éoliennes aéroportées. L'électricité est produite à bord de l'engin volant (à gauche) équipé d'un générateur d'électricité, ou bien au sol dans des générateurs actionnés par le câble retenant les dispositifs volants (à droite).

développement des AWE, Engie a évalué de nombreux projets, notamment ceux d'EnerKite, TwingTec, SkySails (voir la photo page XX).

À TERRE OU EN MER ?

Mais où installer les AWE ? À terre ou en offshore ? Le déploiement à terre est plus facile techniquement, mais pourrait être confronté à des problèmes d'autorisation. Une alternative prometteuse, compte tenu du plus grand potentiel éolien, réside dans le développement de concepts offshore sur des flotteurs, particulièrement adaptés pour étendre le marché de l'éolien en mer (selon la vision d'ENGIE) dans des zones en eaux profondes et éloignées des grandes infrastructures portuaires, où il est difficile d'installer et d'exploiter des éoliennes HAWT, fixes ou flottantes, de façon compétitive. À cet égard, les AWE ont trois avantages décisifs : elles se présentent sous la forme de plateformes flottantes légères, les vents marins sont plus forts et l'espace disponible est presque « illimité ». Des emplacements « intermédiaires » sont aussi possibles, par exemple à bord d'un cargo pour fournir une énergie auxiliaire.

Une fois la démonstration du concept acquise, les AWE s'adresseront à différents marchés cibles d'Engie : l'énergie éolienne décentralisée et à petite échelle (de 100 à 500 kW par unité), centralisée et à grande échelle (de 500 kW à plusieurs MW) et l'énergie éolienne en mer. Quoi qu'il en soit, l'AWE doit être considérée comme une technologie complémentaire des parcs éoliens classiques centralisés sur terre ou en mer et ne devrait pas concurrencer les autres technologies de conversion des énergies renouvelables.

Si aucune barrière technique ne semble impossible à surmonter, le principal obstacle pour le déploiement et l'exploitation à grande échelle de l'AWE réside ailleurs. En effet, les éoliennes aéroportées étant des engins volants, les permis, la réglementation aérienne et l'acceptation sociale peuvent constituer une limitation importante.

Néanmoins, même si c'est sur le long terme, l'AWE semble très prometteuse et porteuse d'une technologie de rupture en phase avec les besoins de la transition énergétique. Assurément, elles seront en place bien avant que le monde de John Adolphus Etzler, où l'humanité serait dispensée de travailler, n'advienne ! ■

RÉFÉRENCE

P. Weiss, **Airborne wind energy prepares for Take-Off**, *Engineering*, vol. 6(2), pp. 107-109 2020.



Le carburant de cet avion sera-t-il bientôt un kérosène de synthèse.

Comment décarboner l'aviation ?

L'aviation doit réduire son empreinte carbone. Pour ce faire, elle compte sur les carburants d'un nouveau genre, notamment le kérosène de synthèse.

Le 8 février 2021, à La Haye, aux Pays-Bas, s'est tenue une conférence européenne sur les carburants aériens durables (SAF pour « Sustainable aviation fuels ») de synthèse. L'ambition ? Accélérer le dialogue sur le sujet et créer des conditions favorables au déploiement de ces carburants d'un nouveau genre, à faible empreinte carbone. Ce fut l'occasion d'annoncer qu'un mois plus tôt, la compagnie KLM avait fait voler un avion fonctionnant, en partie, avec du kérosène de synthèse produit par Shell. C'était une première pour un vol commercial.

L'enjeu est de taille, car le secteur de l'aviation représente 2 à 3 % des émissions mondiales de CO₂, avec une croissance annuelle de 3 à 5 % (avant la crise sanitaire). Dans ces conditions, l'objectif de réduction des émissions mondiales de 50 % d'ici 2050 par rapport à 2005 implique une réduction drastique. Un autre facteur important incitant l'aviation à engager rapidement sa décarbonation est une opinion publique de plus en plus sensibilisée à cette question, les mouvements de type « flygskam » (« honte de prendre l'avion » en suédois) déclinés dans de nombreux pays en étant la preuve.

LES AUTEURS
ÉLODIE LE CADRE,
ENGIE RESEARCH,
LAURENCE BOISRAME,
DIRECTION DE
L'INNOVATION STRATÉGIQUE
ET DE LA DISRUPTION,
SAMUEL SAYSSET,
ENGIE RESEARCH,
JULIEN COLAS, BU H2,
ET BOB VAN SCHOOR, ENGIE
GÉNÉRATION EUROPE

RÉFÉRENCE

C. Liu et al., **A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer-Tropsch fuel production**, *Sustainable Energy Fuels*, vol. 4, pp. 3129-3142, 2020.

Cette urgence est renforcée par la longue durée de développement (10 à 15 ans) et de vie commerciale des avions (25 à 30 ans). C'est pourquoi les principaux constructeurs, avec leurs fournisseurs, étudient plusieurs solutions bas carbone, sachant que la flotte actuelle peut incorporer jusqu'à 50 % de SAF. Deux défis principaux sont à relever : produire des SAF en grande quantité à court terme et les rendre économiquement compétitifs par rapport au carburant actuel. Indépendamment de leur coût, des obligations d'incorporation progressives vont également créer un marché pour les SAF.

VOLER VERT ?

Le kérosène a un avantage, sa densité énergétique massique. Elle est la clé des vols commerciaux actuels, car aucune autre option économiquement viable n'existe pour transporter rapidement beaucoup de voyageurs sur de très longues distances. Seuls les SAF, qui peuvent être incorporés partiellement dans le kérosène fossile, sans changer ni les appareils ni la chaîne d'approvisionnement, aideront à s'affranchir de cette dépendance. Ces substituts consistent en des biocarburants et des carburants de synthèse. Les premiers sont produits à partir de ressources durables, d'où la réduction des émissions de carbone, et ont une chimie très similaire à celle du kérosène fossile traditionnel. Les matières premières utilisées sont généralement l'huile de cuisson et d'autres huiles usées, ainsi que les déchets solides, organiques ou non, des foyers et des

entreprises. D'autres sources potentielles sont les déchets forestiers, comme les résidus de bois, et des cultures dédiées à cet usage, notamment des plantes et des algues à croissance rapide.

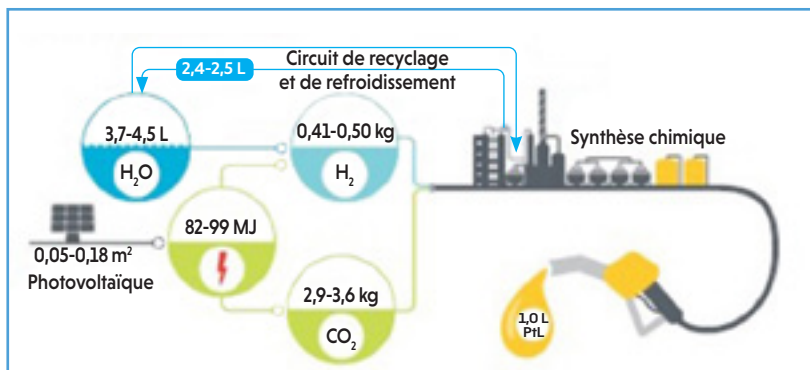
Dans tous les cas, la biomasse serait prétraitée, gazéifiée puis transformée en un substitut parfait du kérosène grâce au procédé de Fischer-Tropsch qui convertit le monoxyde de carbone et l'hydrogène gazeux en hydrocarbures liquides.

Les réductions d'émissions liées aux biocarburants sont réelles, mais elles varient notablement selon l'origine des matières premières. Ainsi, ceux élaborés à partir de cultures de colza, d'huile de palme ou de soja peuvent avoir un impact négatif si l'on tient compte des effets indirects du changement d'affectation des terres : en France, la feuille de route de l'aviation les a exclu. Les biocarburants issus de déchets et de résidus restent pertinents pour l'aviation, mais on peut faire mieux avec des carburants renouvelables d'origine non biologique produits à partir d'énergies renouvelables.

DU KÉROSÈNE ZÉRO CARBONE ?

Comme l'hydrogène vert pour les transports routiers, le kérosène de synthèse est produit à partir d'électricité renouvelable. L'idée est la suivante : de l'énergie éolienne ou solaire alimente un électrolyseur qui sépare l'eau en hydrogène (et en oxygène), celui-ci étant ensuite combiné avec du CO₂, là aussi selon le procédé de Fischer-Tropsch, pour créer un carburant liquide vert. L'utilisation d'électricité renouvelable permet de tendre vers un bilan carbone neutre en CO₂ lorsqu'on tient compte de la source de CO₂.

Le CO₂ indispensable à la fabrication du kérosène de synthèse a trois origines possibles. La première option consiste à le capter directement dans l'atmosphère (on parle de DAC, pour *Direct air capture*), sans limitation d'approvisionnement. Les technologies dédiées existent, mais elles nécessitent une quantité importante d'énergie, qui doit impérativement être renouvelable.



Les ressources nécessaires à la production d'un litre de kérosène de synthèse.

La deuxième option est fondée sur la biomasse. Le carbone, initialement capturé par la biomasse *via* la photosynthèse, est récupéré lors de la production de biogaz. Lors de sa purification, le CO₂ dit « biogénique » est séparé du méthane qui, lui, est injecté dans le réseau de gaz. Cette source de CO₂ est aujourd'hui mature et moins chère que les technologies de DAC, avec des avantages environnementaux similaires ou supérieurs. Dans tous les cas, les sources de CO₂ biogénique sont dispersées et nécessitent la mise en place d'une chaîne d'approvisionnement complète pour alimenter les unités de production de kérosène de synthèse. Dans ces deux cas (DAC et biomasse), le carbone émis par les avions avait déjà utilisé par ailleurs : le bilan carbone tend donc bien vers zéro.

Enfin, la troisième option est la plus abondante et disponible. Cette fois, le CO₂ est capté sur des sites industriels ou dans des centrales électriques utilisant des combustibles fossiles. Cette source sera certainement la plus économique, avec de très grands volumes accessibles. Le bilan carbone ne serait toutefois pas égal à zéro, car le CO₂ recyclé et réutilisé ne permet que de diviser par deux les émissions.

Ces perspectives de réduction des émissions de CO₂ ne doivent pas occulter le fait que les avions affectent le climat par d'autres phénomènes, comme les traînées de condensation, les cirrus induits et les dérivés d'oxydes d'azote (NO_x) qui ont un pouvoir de réchauffement trois fois supérieur à celui du CO₂. Les carburants de synthèse et l'hydrogène limiteront dans une certaine mesure ces effets, mais ils persisteront tant que les avions brûleront des carburants. Un avion du futur sans impact sur le climat ne sera donc pas un appareil à réaction alimenté par une combustion quelle qu'elle soit. En attendant des technologies révolutionnaires, il importe d'intensifier et de financer la recherche et le développement pour améliorer les avions actuels et diminuer les émissions de carbone dans l'ensemble du secteur. Parmi les pistes suivies, celle des SAF semble prête... à décoller ! ■

LES BATEAUX AUSSI

Avec plusieurs partenaires, Engie étudie comment produire du méthanol synthétique durable (e-Méthanol), à partir d'hydrogène vert et de CO₂ produit localement. Il s'agit d'une première étape vers une économie circulaire du méthanol dans les zones portuaires, à la fois comme matière première et comme carburant, par exemple pour le transport maritime. Un premier projet sera situé dans le port d'Anvers, sur le site d'Inovyn, un second, toujours en mer du Nord, s'installera près de la centrale électrique d'Engie Rodenhuis. Pour obtenir des financements, les deux projets sont proposés pour l'IPCEI H₂ et le Fonds d'innovation.

La Terre, un vaisseau spatial comme les autres

La production et la consommation d'énergie à bord des engins spatiaux posent de nombreux problèmes similaires à ceux que l'on rencontre sur Terre : les solutions des premiers sont une source d'inspiration pour résoudre les seconds.

Le Faucon Millenium et L'Étoile noire dans *Star Wars*, l'Endurance dans *Interstellar*, le *Nostramo* dans *Alien*, l'*USS Enterprise* dans *Star Trek*... dans les fictions, nombre de vaisseaux spatiaux naviguent dans le grand vide de l'espace. Mais les contraintes techniques qu'imposent ces environnements fermés et contrôlés sont rarement abordées. On peut néanmoins en avoir une idée en s'intéressant à... notre bonne vieille Terre ! En effet, notre planète est elle aussi un système fermé où vivent des êtres humains grâce à une source d'énergie externe, en l'occurrence les radiations solaires. Quels enseignements pouvons-nous tirer de ce parallèle ?

Dans son essai prémonitoire *The Economics of the Coming Spaceship Earth* datant de 1966, Kenneth Boulding écrit : « L'économie du futur pourrait être celle de l'astronaute, où la Terre est vue comme un vaisseau spatial isolé, sans aucun réservoir illimité, que ce soit en termes de ressources à extraire ou de pollution à contenir, et dans laquelle, par conséquent, l'humain doit trouver sa place dans un système écologique cyclique. »

LE « SYSTÈME TERRE »

Largement ignorée à l'époque, quand elle n'était tout simplement pas rejetée, car vue comme catastrophiste, la comparaison entre un « système terrestre » et un vaisseau spatial prend aujourd'hui tout son sens. Cette ressemblance se traduit désormais par un besoin en technologies à même de créer un système holistique, c'est-à-dire global, où la subsistance des êtres humains serait assurée, car fondée sur la circularité et la performance.

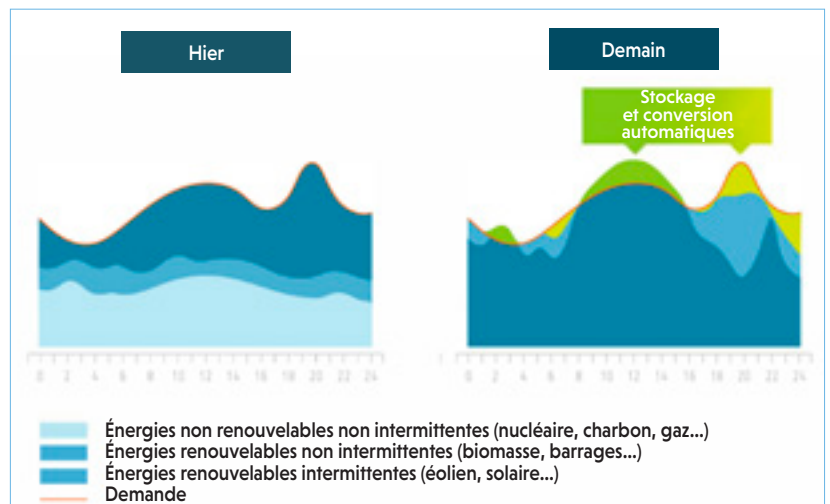
Bien sûr, les exigences sont plus fortes dans l'espace, car le nombre de marges ajustables est plus faible et les enjeux de sécurité plus forts : les

LES AUTEURS

JIM GRIPEKOVEN, ENGIE
LABORELEC, JAN MERTENS,
ROB VERSTREIT ET MICHAEL
E. WEBBER, ENGIE RESEARCH

acteurs de la recherche et du développement (R&D) se concentrent par conséquent sur les aspects techniques, l'économie passant alors au second plan. De retour sur Terre, les technologies d'abord conçues pour l'espace peuvent ensuite être adaptées et optimisées, au bénéfice des deux secteurs. La philosophie de leur exploitation peut parfois radicalement différer, nous le verrons, mais dans tous les cas, la circularité et l'efficacité priment. Pour nous guider dans cette exploration des passerelles entre la Terre et l'espace, pourquoi ne pas enfilez une combinaison et embarquez à bord d'un vaisseau comme la *Station spatiale internationale (ISS)*. Avant de faire de la grande R&D, un inventaire de nos besoins s'impose.

D'abord, il faut de l'énergie ! Tous les systèmes à bord d'un engin spatial fonctionnent avec une électricité produite sur place. Diverses sources d'énergie primaire sont possibles, et le choix est dicté par le type de mission spatiale. Par exemple, pour les engins spatiaux en orbite terrestre, le solaire photovoltaïque est souvent l'option retenue. Cependant, il est inadéquat pour les missions interplanétaires dirigées vers l'extérieur du système solaire, Mars par exemple, car l'intensité de l'irradiation solaire diminue avec le carré de la distance à notre étoile. On préférera alors des systèmes fonctionnant grâce à la radioactivité de certains isotopes. Indépendants vis-à-vis de la ressource solaire, ils sont aussi très



L'offre énergétique d'hier et de demain



Deux vaisseaux spatiaux, l'ISS et la Terre. Chacun est un système fermé, peuplé d'humains et alimenté par une unique source d'énergie externe, le Soleil.

fiables, une propriété importante pour mener des opérations de façon autonome, comme celle des rovers qui parcourent le sol martien.

Pour la colonisation lunaire, la fission nucléaire est considérée comme la meilleure solution. Sur place, on envisage de doter les équipements (« habitations » ou grands rovers) de piles à combustible. Ces dispositifs qui convertissent l'hydrogène (H_2) et l'oxygène (O_2) en électricité ont déjà fait leurs preuves lors des missions *Apollo* et dans le programme Space Shuttle. C'est assurément une bonne idée, car les piles ont également l'avantage de produire de l'eau potable, évidemment indispensable pour la subsistance des astronautes.

Où sont les similitudes entre les systèmes énergétiques terrestres et spatiaux ? Ils résident dans certains des principaux défis auxquels ils sont confrontés : durabilité, efficacité énergétique et intermittence de la ressource dans le cas par exemple du solaire.

RETOUR SUR TERRE

Prenons l'exemple des vaisseaux, satellites et stations, en orbite autour de la Terre. Leur énergie est fournie par des panneaux solaires photovoltaïques soutenus par une batterie lithium-ion pour couvrir les périodes où l'engin se trouve dans l'ombre de notre planète. Cette situation peut être comparée à la production actuelle d'électricité sur Terre, où le nombre croissant de

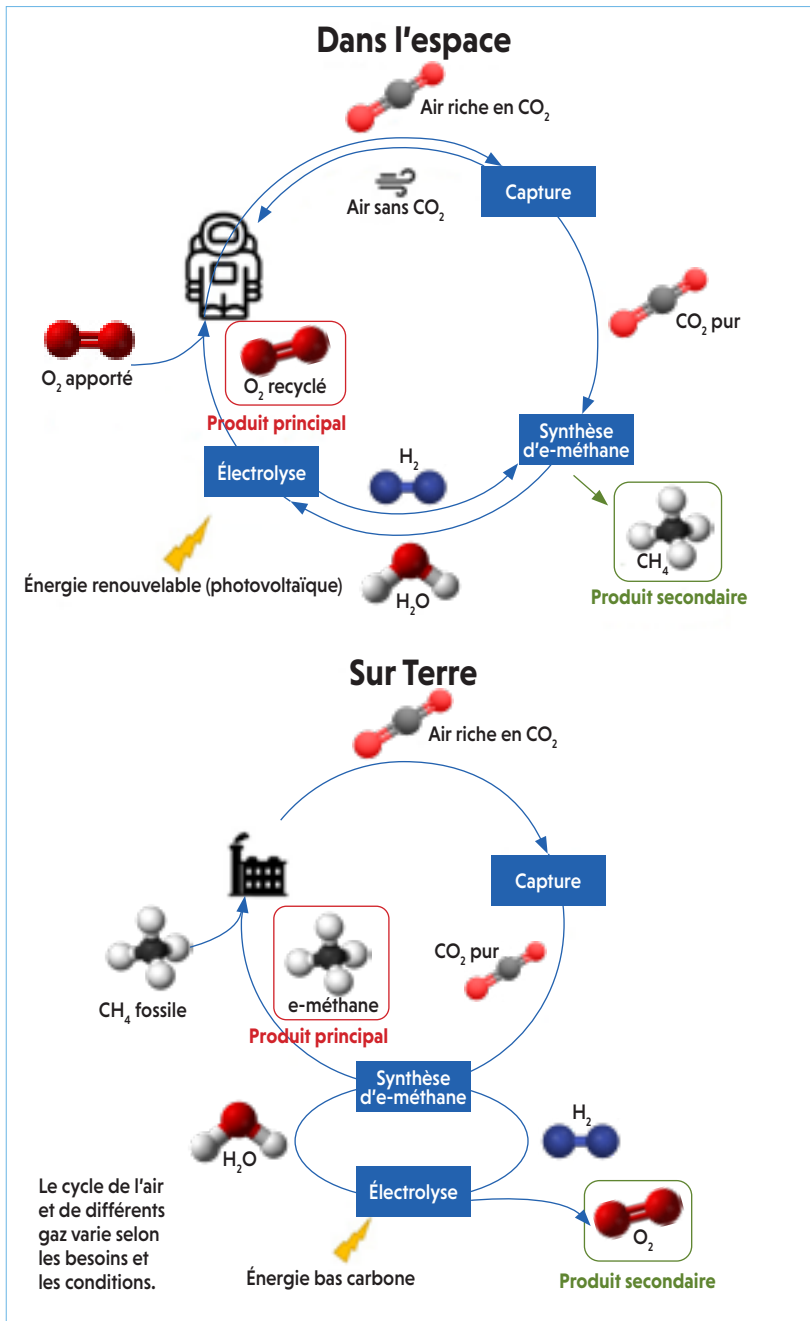
sources renouvelables intermittentes oblige à prévoir un recours quand le vent ne souffle pas et que le soleil ne brille pas. Il peut s'agir d'une production d'électricité flexible à la demande : elle est souvent assurée par des centrales thermiques, mais les batteries gagnent aussi rapidement en importance.

Les dispositifs de stockage ont aussi leur place. L'énergie est stockée pendant les périodes de production d'électricité renouvelable excédentaire et est ensuite utilisée pour compenser les périodes pendant lesquelles les besoins ne sont pas couverts (voir la figure page XXIV). Des systèmes intelligents de gestion de l'énergie aidant à anticiper la production et la consommation sont d'ores et déjà

utilisés pour optimiser l'ensemble.

Aujourd'hui, la plupart des engins en orbite autour de la Terre utilisent des cellules solaires de haute technologie dont le rendement avoisine les 30 %. C'est supérieur à celui des panneaux les plus performants disponibles dans le commerce sur Terre, qui est d'environ 22 à 24 %. Peut-on imaginer un transfert de technologie entre l'espace et notre planète ? Difficile de répondre, car les cellules de qualité spatiale sont actuellement trop chères pour être déployées sur Terre. En effet, nous l'avons dit, dans les applications spatiales, le coût des cellules est mis en regard de leur rendement, de leur masse (qui influe sur le coût de lancement) et de leur

“ L'économie du futur serait celle de l'astronaute, où la Terre est vue comme un vaisseau isolé ”



robustesse face aux rayonnements, plus importants dans le vide spatial.

Quant aux batteries lithium-ion, elles sont largement utilisées dans le secteur de l'énergie pour des applications telles que l'alimentation de secours, le décalage temporel ou les services de réseau. Les batteries destinées aux applications spatiales sont confrontées à des défis supplémentaires par rapport à leurs homologues terrestres. Elles sont généralement conçues pour répondre à des exigences particulières, notamment fonctionner dans des conditions difficiles et supporter le vide, les vibrations lors du lancement, les chocs, les accélérations, les variations extrêmes de température et de rayonnement... Le lancement

étant l'un des facteurs de coût les plus importants d'un vaisseau spatial, il importe que les batteries puissent fournir un maximum d'énergie électrique pour un poids et un volume minimum : en d'autres termes, elles doivent avoir un bon rendement. Autre performance, les batteries des engins en orbite terrestre basse résistent à un nombre élevé de cycles de charge et de décharge (plus de 30 000) alors que l'on estime la durée de vie des batteries lithium-ion qui équipent les voitures électriques à seulement 1500 cycles. Verra-t-on un jour ces dernières profiter des batteries spatiales ?

L'énergie, fournie en permanence par le Soleil, est au final le seul élément à entrer dans nos systèmes fermés, que ce soient les engins envoyés dans l'espace ou bien la Terre elle-même. Sur cette dernière, cette énergie parcourt des chaînes, des boucles, en passant d'un acteur à un autre, par exemple dans une chaîne alimentaire. Ce type de fonctionnement, celui de la Nature en fait, peut-il être appliqué à bord d'un vaisseau spatial où l'électricité produite s'intégrerait dans un système autosuffisant dont profiteraient les astronautes ? La qualité de l'air et la fabrication de nourriture sont deux exemples qui répondent par l'affirmative.

RESPIRER ET MANGER

Les humains et la plupart des animaux inspirent de l' O_2 et expirent du dioxyde de carbone (CO_2). Sur Terre, les végétaux grâce à la photosynthèse prennent en charge le recyclage, transformant le CO_2 et l'eau en une source d'énergie (le glucose) et en O_2 . Cependant, emporter des plantes dans l'espace mobiliserait trop d'espace, de matière (eau, sol, nutriments...) et d'énergie pour l'éclairage. Comment recycler le CO_2 sans un seul brin d'herbe ? Dans l'ISS, il est d'abord capté sélectivement dans l'atmosphère. Ensuite, il réagit avec de l' H_2 pour former du méthane (CH_4) et de l'eau (H_2O). Une partie de cette dernière peut servir à générer de l' O_2 et de l' H_2 (utile pour l'étape précédente) par électrolyse. La boucle est bouclée (voir la figure ci-contre) ! De la sorte, l'équipage économise les ressources en eau et en O_2 , forcément limitées, qui sont acheminées dans les véhicules spatiaux.

Ce procédé est très proche de celui employé sur Terre pour produire de l'e-méthane (ou méthane de synthèse), une technique pour laquelle Engie est pionnière : le CO_2 est capté, par exemple dans les fumées d'une usine, et réagit avec de l' H_2 produit par électrolyse en utilisant une énergie à faible teneur en carbone pour produire de l'e-méthane. L'objectif est d'épargner les ressources fossiles de CH_4 qui, en brûlant, ajoutent du CO_2 dans l'atmosphère et contribuent au réchauffement de la planète.

Sur Terre, le CH_4 est le produit principal recherché tandis que l' O_2 est un produit secondaire le plus souvent évacué : tout l'inverse de ce

RÉFÉRENCE

E. Le Cadre et al., **Emerging sustainable technologies : Report from 2020**, *Technology Watch*, 2020.

qui se passe dans l'ISS. Ainsi, avec un système certes similaire, la philosophie est complètement différente ! Néanmoins, un objectif commun aux deux procédés est d'augmenter l'efficacité de la chaîne en utilisant, par exemple, de nouveaux matériaux de capture du CO₂ comme les MOF (ces « *metal-organic frameworks* » sont des structures de type polymère hautement poreuses) et de nouveaux catalyseurs pour la production d'e-méthane. Une autre voie d'amélioration est l'intégration des différentes étapes du procédé : on peut ainsi imaginer utiliser la chaleur produite par la méthanation pour couvrir les besoins de la capture du CO₂, augmentant ainsi les performances du procédé.

DES BACTÉRIES AU MENU

Dans l'espace, respirer est une chose, manger en est une autre. Aujourd'hui, les astronautes de l'ISS se nourrissent d'aliments stabilisés et sont réapprovisionnés tous les 90 jours. Les missions plus longues et plus lointaines posent des problèmes supplémentaires. Par exemple, la nourriture consommée au retour d'un voyage vers Mars aurait été produite cinq à sept ans auparavant... Pour éviter sa dégradation et éviter une charge utile lourde, pourrait-on produire de la nourriture *in situ* ?

Plusieurs options sont possibles. La première consisterait à élaborer des aliments par photosynthèse : à l'aide de LED, l'électricité serait convertie en une lumière dirigée vers un réacteur où croissent des algues, une source de nourriture riche en nutriments. Une autre

“ L'énergie du Soleil est le seul élément à entrer dans nos systèmes fermés ”

possibilité est fondée sur des bactéries oxydant l'hydrogène (celui-ci devient un donneur d'électrons), comme *Cupriavidus necator*. Ce type de microorganismes, que l'on trouve dans le sol ou les sources hydrothermales au fond des océans, transforme l'H₂ et le CO₂ en une biomasse riche en protéines et en nutriments. Dans un vaisseau spatial l'H₂ serait produit à partir de l'électrolyse de l'eau et le CO₂ capté dans l'atmosphère.

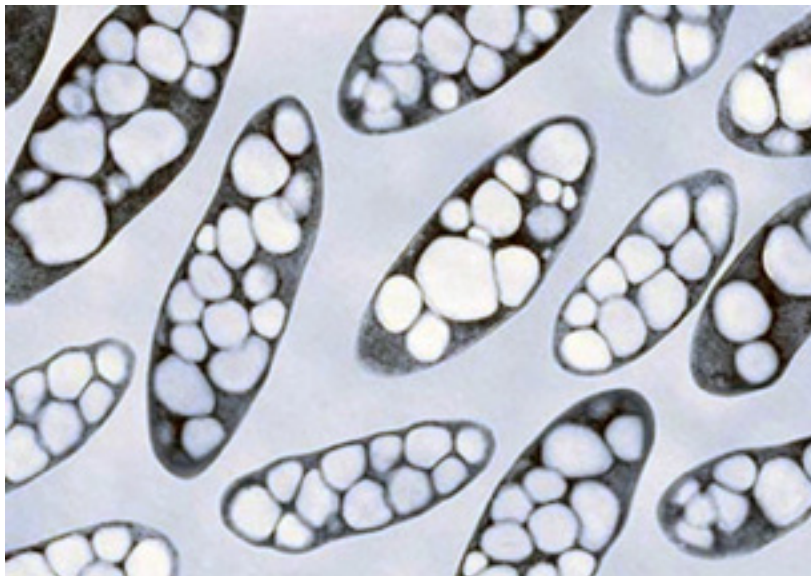
Dans les deux options, l'électricité est transformée en énergie chimique au terme d'un processus biologique, ce qui rend la comparaison facile. En termes de rendement, celui des bactéries se situe à environ 18 %, loin devant les 4 % de la voie photosynthétique. De même, la productivité volumétrique (en kilogramme par mètre cube et par jour) est 15 fois supérieure pour les bactéries alors

même que le volume et la masse d'installation nécessaires sont respectivement 29 et 8 fois plus faibles.

Quoi qu'il en soit de ces différences de performances, ces systèmes pourront à l'évidence élargir l'horizon de l'exploration spatiale. Quel intérêt sur Terre ? Réduire l'empreinte environnementale liée à notre nourriture. De fait, notre alimentation est responsable de 26 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, de 50 % de l'utilisation des sols, de 70 % des prélèvements d'eau douce et de 78 % de l'eutrophisation (l'accumulation de nutriments dans un milieu aquatique). Les voies d'amélioration sont nombreuses et faciles à mettre en œuvre, car le système de production alimentaire est hautement dissipatif, à commencer par la photosynthèse dont le rendement est très faible, de l'ordre de 1 à 2 % pour les principales cultures. Ajoutez à cela les autres conversions (récolte, transformation des récoltes, alimentation et abattage du bétail...) et les déchets produits tout au long de la chaîne.

L'utilisation de bactéries oxydant l'hydrogène pour produire de la nourriture pour les humains ou pour les animaux serait une alternative bénéfique pour le climat à bien des égards : moins de terres et d'eau nécessaires, moins de gaz à effet de serre émis, moins de gaspillage, le tout sans pesticides ni antibiotiques. Une victoire évidente sur tous les plans !

Dans *Interstellar*, le héros et une équipe d'astronautes partent explorer une galaxie dans l'espoir de trouver une autre planète habitable que la Terre, celle-ci étant devenue invivable à cause notamment du climat. Ils avaient probablement les solutions pour éviter une telle situation à bord de leur vaisseau... ■



La bactérie *Cupriavidus necator* transforme l'H₂ et le CO₂ en une biomasse riche en protéines et en nutriments.



LES AUTEURS
FRÉDÉRIC LEGRAND, CRIGEN,
ET SAMUEL SAYSET,
ENGIE RESEARCH

Des avions à hydrogène liquide

Des avions fonctionnant à l'hydrogène liquide, et donc sans émission de carbone, sont à l'étude. Premier décollage prévu en 2035. D'ici là, que de défis à relever !

En juin 2020, à l'occasion de l'annonce d'un plan de relance de l'aéronautique, un secteur fortement fragilisé par la crise du Covid-19, le gouvernement français a affiché sa volonté de voir voler un avion zéro-émission dès 2035. Mais comment faire ? L'une des pistes est celle des carburants de synthèse durable (voir l'article page XXII), une autre est celle de l'hydrogène (H_2), mais pas n'importe lequel, un hydrogène renouvelable.

Aujourd'hui, 53 % de la production mondiale d'hydrogène est utilisée pour produire de l'ammoniac destiné aux fertilisants, 32 % pour la production de produits pétroliers en raffinerie, 8 % pour produire du méthanol... L'hydrogène destiné au transport n'est aujourd'hui qu'un marché marginal. Cependant la situation va changer. Au total, la demande actuelle d'hydrogène est d'environ 70 millions de tonnes par an, mais à échéance 2050, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) estime qu'elle va plus que tripler pour atteindre 240 millions de tonnes par an. Cette croissance viendra principalement de la mobilité lourde dont l'aviation (avec le routier et le maritime). Et en effet, l'hydrogène, s'il est produit à partir d'énergies renouvelables, est une solution qui réduit drastiquement les émissions de CO_2 par

rapport aux fuels conventionnels, diminuant également, sans complètement les supprimer, les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et de soufre (SO_x) et de particules.

L'HYDROGÈNE S'ENVOLE

Sous quelle forme doit être cet hydrogène ? C'est un des noeuds du problème, car la densité volumique de l'hydrogène gazeux est très faible (l'hydrogène est le gaz le plus léger, 11 fois plus léger que l'air), ce qui pose des difficultés pour le stockage. En outre, l'hydrogène a une densité énergétique massique élevée, mais une faible densité énergétique volumique par rapport aux autres combustibles. Il contient 120 mégajoules (MJ) par kilogramme et 5,6 MJ par litre (à 700 bars). Par comparaison, pour l'essence ces valeurs sont respectivement 45 et 35. Au final, un volume de 13 litres serait nécessaire pour stocker 315 grammes d'hydrogène à 350 bars, soit l'équivalent d'un litre de kérosène.

En réduisant la température de l'hydrogène à -253 °C , il se liquéfie, ce qui permet d'augmenter sa densité énergétique volumique (elle atteint environ 10 MJ par litre) et de faciliter son transport et son stockage. Un volume de 4 litres suffit alors à stocker 315 grammes d'hydrogène.

Ainsi liquéfié, l'hydrogène devient une alternative zéro-émission crédible aux produits

Des trois concepts ZEROe d'avion à hydrogène liquide imaginés par Airbus, l'aile volante est le plus ambitieux.

pétroliers en aéronautique. Les acteurs industriels du secteur s'en emparés, et en septembre 2020, Airbus a révélé trois concepts, tous encore désignés par le nom de code « ZEROe », pour le premier avion commercial à propulsion hydrogène au monde : deux ont une silhouette classique, l'un à réacteur, l'autre à hélice, mais le troisième est plus innovant et ressemble à une aile volante (voir la figure ci-dessous). D'une capacité de 100 à 200 passagers, ces avions destinés à des trajets court et moyen-courriers (75 % des vols dans le monde) pourraient entrer en service d'ici 2035, comme le souhaite le gouvernement.

Safran travaille à la propulsion de ces avions ZEROe qui voleront grâce à la combustion d'hydrogène (avec de l'oxygène) dans des moteurs à turbine à gaz modifiés, mais fonctionnant de façon similaire à ceux des avions classiques. En outre, les piles à combustible à hydrogène produiront de l'électricité qui complètera les turbines à gaz, offrant à l'avion un système de propulsion hybride très efficace.

QUE DE DÉFIS !

Avant le premier vol de nombreux défis sont à relever. D'abord, les réservoirs d'hydrogène doivent être cylindriques ou sphériques (des formes mieux adaptées au maintien du froid), ce qui entraîne une révision complète de l'aménagement de l'avion, car le carburant est aujourd'hui

stocké dans les ailes. En conséquence, l'utilisation de l'hydrogène pour des vols long-courriers avec plusieurs centaines de passagers semble peu probable à l'heure actuelle.

L'origine de l'hydrogène est aussi une question importante. Émis naturellement du sol (voir l'article page VI), il peut également être produit à partir de presque toutes les formes d'énergie, qu'elles soient fossiles ou renouvelables. Le vaporeformage du méthane (ce gaz réagit avec de l'eau et forme de l'hydrogène et du monoxyde de carbone) est actuellement la principale source d'hydrogène, représentant 96 % des 70 millions de tonnes d'hydrogène produites chaque année dans le monde. En conséquence, cette production émet environ 830 millions de tonnes de CO₂ par an. Pour des



Le site d'ArianeGroup, à Vernon, dans l'Eure.

© ArianeGroup

UN HYDROGÈNE LIQUIDE VERT AVEC ARIANE

L'hydrogène liquide est actuellement principalement utilisé au niveau mondial pour les applications aérospatiales (34 %) et électroniques (30 %), mais le marché reste encore très restreint. En effet, la capacité de production actuelle d'hydrogène liquide est d'environ 400 tonnes par jour dans le monde et 26 en Europe. Par ailleurs, les unités de liquéfaction de l'hydrogène ne sont pas optimisées en termes de consommation énergétique, ce qui pèse sur le coût de revient : il varie de deux à trois euros par kilogramme.

Pour y remédier, Engie et ArianeGroup (qui utilise déjà de l'hydrogène pour la propulsion de ses lanceurs spatiaux) ont annoncé en septembre 2020 leur intention de développer une solution de rupture dans la liquéfaction de l'hydrogène qui permettra l'émergence d'une solution zéro-émission pour notamment l'aéronautique. Un des objectifs est de diviser par deux les coûts de la liquéfaction pour atteindre un euro par kilogramme. Sur son site de Vernon, dans l'Eure, le plus grand centre de recherche sur l'hydrogène liquide en Europe, ArianeGroup, sera en charge du développement des turbomachines (compresseur et turbines) de la solution. De son côté, Engie travaillera sur la conception et le design des cycles de liquéfaction de la solution. L'objectif est de parvenir à une première démonstration commerciale en 2025.

vols zéro-émission, mieux vaudrait privilégier de l'hydrogène vert, obtenu par l'électrolyse de l'eau avec une électricité renouvelable. Des capacités d'électrolyse d'environ 8 gigawatts sont déjà installées dans le monde, mais elles devront augmenter pour satisfaire les besoins futurs de l'aéronautique zéro-émission.

Bien d'autres problèmes sont encore à résoudre avant que l'hydrogène ne démontre qu'il a un avenir dans l'aviation. Toutefois, il importe que la reprise économique dans l'industrie aéronautique ne se traduise pas par une hausse des émissions. La relance doit aller de pair avec l'accélération de la transition environnementale du secteur. À ce titre, le gouvernement français a lancé une stratégie nationale de l'hydrogène de 7 milliards d'euros avec l'objectif ambitieux d'atteindre une capacité de production d'hydrogène à partir de sources non fossiles par le biais de l'électrolyse de 6,5 gigawatts d'ici 2030. Une étape importante pour espérer un jour prendre un avion zéro-émission. ■

RÉFÉRENCE

Aviation : Can hydrogen live up to the hype ?, Polytechnique Insights : <http://bit.ly/2MT97VS>

ADELINE DUTERQUE,
Directrice de l'ENGIE LAB CRIGEN



LUC GOOSSENS,
Directeur de la technologie, ENGIE



JAN MERTENS,
Directeur scientifique d'ENGIE

Le monde des énergies, *sans dessus dessous*

La transition vers un monde où les énergies renouvelables dominent a tout à gagner à regarder vers le haut, le ciel, et vers le bas, sous la terre.

Le 12 avril 1981, un dimanche, en Belgique. J'avais eu 10 ans la veille. Juste après notre déjeuner, un événement historique s'est déroulé sous mes yeux, *via* un écran de télévision interposé, à des milliers de kilomètres de chez moi. De cap Canaveral, en Floride, une navette spatiale décollait pour la première fois, vingt ans jour pour jour après le premier vol spatial de Youri Gagarine. Le bruit et la puissance des moteurs rugissants, semblant arracher *Columbia* à la gravité terrestre comme au ralenti, font tourner ma jeune tête et me font rêver. Des combustibles fossiles dont j'observais le pouvoir en images, je ne savais qu'une chose : nous en avons manqué au milieu des années 1970 ! Tout le monde pouvait faire du vélo sur les autoroutes le dimanche après-midi. Quant au changement climatique, il ne s'était manifesté qu'une seule année, en 1976, lorsque la piscine du camping n'a été remplie qu'à moitié à cause du manque d'eau pendant un été très chaud.

Depuis ces années, le monde a basculé, et le mien aussi. D'abord, en 2000, Mr E, leader du groupe des Eels, a chanté qu'il n'appréciait pas le lancement des fusées (ni les femmes trophées des astronautes d'ailleurs) parce qu'« il aime les oiseaux ». C'est le titre de la chanson et elle m'a servi de leçon.

Ensuite, et surtout, la plus incroyable des transformations s'est produite dans mon entreprise, Engie. Au milieu des années 1990, avec un petit groupe d'ingénieurs fraîchement diplômés, nous avons commencé à nous intéresser à des sujets étranges, comme l'énergie éolienne et solaire. Rien de très sérieux à



Premier lancement d'une navette spatiale, *Columbia*, le 12 avril 1981.

l'époque, mais si d'un côté l'entreprise voulait que des centrales nucléaires, au charbon et au gaz continuent de surgir comme du pop-corn au micro-ondes, et que nos infrastructures transportent des mégatonnes de gaz naturel, elle devait de l'autre côté montrer, notamment au public et aux médias, qu'elle s'intéressait aussi aux énergies vertes. Nous étions encore très minoritaires, comparables à des plantes vertes dans un bureau où les personnes vraiment intelligentes prenaient en charge les projets sérieux, complexes et réels.

Aujourd'hui, tout a été renversé. Les énergies renouvelables et les infrastructures associées sont devenues le cœur de la stratégie de l'entreprise. Les Birkenstocks des hippies doux rêveurs ont été remplacées par des barbes de hipster, des pulls et des pantalons décontractés. Enfin, pas tout à fait, mais dans la société au départ franco-belge qu'est Engie, se débarrasser de la cravate était déjà suffisamment révolutionnaire. Tandis que le monde de l'énergie basculait en quelques décennies, trouver de nouvelles sources et relever les défis qu'elles posent, notamment composer avec leur nature décentralisée et intermittente, nous a conduits vers de nouveaux territoires explorés jusqu'alors, des hauteurs du ciel jusqu'aux profondeurs des océans.

Somme toute, la situation est assez simple. Notre planète ne dispose *in fine* que de trois sources d'énergie : le Soleil, la Lune (pour les marées) et la Terre elle-même. La plus importante, notre étoile, est la plus éloignée, à environ 150 millions de kilomètres. Sans énergie solaire, ni échauffement de l'air dans l'atmosphère, et donc pas de vent, ni photosynthèse, et donc pas de plantes, pas de biomasse, pas d'énergies fossiles. Le Soleil nous inonde chaque année de plus de 20 000 fois l'énergie primaire nécessaire pour satisfaire les besoins de l'humanité. Tous les besoins ! Se chauffer, faire tourner les machines, produire de l'eau potable, cuisiner... Et ce sera toujours le cas demain, lorsque nous serons environ 10 milliards d'habitants et que pour le plus grand nombre nous vivrons, espérons-le, longtemps et de façon prospère.

L'objectif est aussi clair que la situation : capter l'énergie quand et où on le désire. Avec les technologies éoliennes et solaires actuelles, les coûts de ces énergies renouvelables deviennent compétitifs avec ceux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. L'avenir consistera donc à faire encore mieux afin de surpasser les avantages intrinsèques des solutions « *mainstream* » actuelles. En d'autres termes, l'objectif est de résoudre les problèmes d'intermittence et de baisser encore plus les coûts.

CINQ SEMAINES EN BALLON

C'est possible ! Ainsi, avec des panneaux solaires bifaciaux, qui captent la lumière solaire directe et celle réfléchie à l'arrière du panneau, le coût et les rendements sont notablement améliorés. C'est aussi le cas avec des éoliennes offshore flottantes que l'on peut déployer en eaux profondes (elles représentent jusqu'à 70 % de la surface de la Terre !), là où les vents sont plus stables et plus forts que sur la terre ferme. Les besoins en matériaux pour les fondations sont similaires à ceux des éoliennes offshore fixes (nécessairement installées plus près du rivage), et leur conception offre de belles marges d'optimisation.

“ Les énergies renouvelables et les infrastructures associées occupent le cœur de la stratégie de l'entreprise ”

On peut également imaginer d'immenses « fermes » d'éoliennes offshore flottantes convertissant l'eau en hydrogène vert, voire en molécules plus complexes, sans être reliées au rivage. Ce type de projet s'apparente à l'exploration pétrolière et gazière offshore. La conversion permet en outre de résoudre le problème de l'intermittence tout en fournissant des molécules vectrices d'énergie pour divers usages.

Il y a encore mieux, et plus haut, au-delà des 150 premiers mètres d'altitude accessibles aux éoliennes classiques. Pensez aux kitesurfers qui, sur leurs planches, défient les lois de la gravité accrochés à leurs cerfs-volants de 10 à 12 mètres carrés. En changeant de dimensions, des voiles de plusieurs centaines de mètres carrés arrimées à des générateurs produiraient plusieurs mégawatts d'électricité, en exploitant les vents puissants circulant à 250 mètres au-dessus du niveau de la mer. Avec des ressources plus importantes, moins de matériaux qu'une éolienne traditionnelle et une emprise au « sol » jusqu'à 20 fois inférieure à celle des parcs éoliens de capacité similaire, cette technologie est en mesure de changer la donne en matière d'énergies renouvelables dans un avenir proche. Et ce qui est vrai au-dessus de nos têtes l'est aussi sous nos pieds.

VOYAGE AU CENTRE DE LA TERRE

Lorsque j'avais 15 ans, mon professeur de français m'a fait découvrir un roman de Jules Verne publié en 1864. Après des centaines de pages où il est question d'affamer sa famille, de décoder un cryptogramme en caractères runiques islandais, des phrases latines à lire à l'envers, de rencontres avec un ichtyosaure et un plésiosaure... les personnages parviennent au terme d'un voyage épique qui n'a rien d'une promenade de santé dans les entrailles de la Terre. Là, tout n'est que tunnels volcaniques, océans souterrains déchaînés, roches fondues... Que d'énergie en vérité !

L'environnement est peut-être un peu rude, mais la terre en ébullition n'est désormais plus un simple entrepôt tranquille d'énergies au repos, comme le charbon ou le pétrole. Grâce à l'énergie géothermique, exploitée dans des systèmes intelligents de chauffage et de refroidissement, le

sous-sol devient une chaudière géante, pour des applications résidentielles et industrielles.

Toujours dans le sous-sol, l'exploration de l'hydrogène naturel est encore plus prometteuse à long terme. La plus petite des molécules s'échappe en effet de la croûte terrestre dans des zones qui apparaissent circulaires vues du ciel, ce sont des « cercles de fées ». Grâce à des forages limités, à une ingénierie adaptée des roches explorées ou même à de simples solutions de capture, l'hydrogène naturel vert, bon marché et à grande échelle devient une réalité.

Même les creux et les vides sous nos pieds ont leur intérêt. De fait, les activités d'Engie en matière de stockage souterrain de gaz naturel en attestent, la croûte terrestre et les cavernes qu'elle recèle promettent d'être un gigantesque réservoir tampon pour résoudre le problème de l'intermittence des énergies renouvelables. Le stockage à grande échelle du biométhane, de l'hydrogène vert, de l'air comprimé ou même des électrolytes des batteries géantes à flux est une solution réaliste et qui plus est compétitive.

Les océans de *Vingt Mille Lieues sous les mers* sont tout aussi riches de promesses. L'énergie des courants de marée et de la houle, particulièrement prévisibles, offre un potentiel très important. Certes l'invasion d'animaux ou de végétaux dans les appareils, la maintenance complexe et les environnements difficiles sont autant de défis à relever, mais les technologies commencent seulement à être explorées, et l'on peut espérer des progrès notables.

DE LA TERRE À LUNE, ET AU-DELÀ

Avec une production plus décentralisée et des systèmes électriques et gaziers hautement connectés, la question du transport de l'énergie est sur la table. Les classiques lignes à haute tension suspendues à des pylônes sont de plus en plus remplacées par des lignes souterraines, les technologies basées sur le courant continu permettant de transporter l'électricité sur de très longues distances avec des pertes limitées.

Le monde de la production d'électricité étant bien parti pour réduire considérablement ses émissions de gaz à effet de serre, dès lors que les technologies sont aujourd'hui disponibles et économiquement compétitives, la lutte contre le changement climatique se déporte sur d'autres secteurs, à commencer par les transports et l'industrie. La bonne nouvelle est que les leçons tirées du secteur de l'électricité valent aussi dans ces domaines.



“ Avec cette diversité de nouvelles sources d'énergie, nous vivons une époque des plus excitantes ”

L'électrification des véhicules et des procédés industriels est une première solution facile à mettre en œuvre. Une voie plus intéressante encore consiste à utiliser les réseaux existants de transport et de distribution de gaz pour apporter des molécules vertes aux industries qui en auraient besoin. Remplir nos tuyaux de gaz verts, quelle que soit la molécule la mieux adaptée (biogaz, méthane synthétique... provenant de sources renouvelables), aiderait à verdir rapidement tous les processus qui étaient auparavant alimentés par du gaz naturel fossile.

Nous pouvons encore repousser les limites et aller plus loin, avec l'aviation. À court terme, il est possible d'alimenter tous les systèmes auxiliaires d'un avion (climatisation, éclairage...) au moyen de petites piles à hydrogène. Les carburants synthétiques sont le prochain horizon. Ces e-carburants seront élaborés à partir d'hydrogène vert (créé grâce à un électrolyseur alimenté par des énergies renouvelables) et du CO₂ capturé, par exemple auprès des industries émettrices, pour produire un carburant durable destiné à des applications réclamant un composé énergétique très concentré.

Avec cette énorme diversité de nouvelles sources d'énergie et de solutions, adaptées à une transition énergétique durable, nous vivons une époque des plus excitantes. Et d'ici le 12 avril 2041, pour les 60 ans de *Columbia*, je m'attends à ce que mes petits-enfants vivent la même expérience époustouflante que moi lorsqu'ils verront *SpaceX* décoller vers Mars, propulsée par de l'hydrogène vert provenant de parcs éoliens flottants en mer, se ravitailler sur une base lunaire et poursuivre son voyage grâce à des cellules solaires ultra-efficaces. Et cette fois, les oiseaux pourront chanter tranquilles. ■

LA R&D D'ENGIE FAIRE ÉMERGER DE NOUVELLES TECHNOLOGIES VERTES

D'après, l'Agence Internationale de l'Energie, 75 % des réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour atteindre la neutralité carbone proviendront des technologies émergentes. Celles-ci doivent donc passer rapidement du stade de laboratoire à celui de projets pilotes pour être commercialisées, comme ce fut le cas au cours de la dernière décennie pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et en mer et, plus récemment, les batteries lithium-ion. Dans un avenir proche, l'éolien flottant, les cellules photovoltaïques à pérovskites, la capture et l'utilisation du carbone (CCU)... s'ajouteront à cette liste.

C'est la mission d'ENGIE Research : contribuer à la mise à l'échelle des technologies, du laboratoire aux pilotes, avec pour objectif final leur adoption par nos unités commerciales. Notre rôle est triple : s'assurer que le groupe se saisit de technologies émergentes prometteuses ; mettre en place des collaborations sur ces technologies non matures avec le milieu académique et industriel, comme des start-ups ; les développer en interne et les optimiser par le biais de pilotes et de démonstrateurs jusqu'à une solution intégrée commercialisable.

VERS LA COMMERCIALISATION

Chez ENGIE, l'étape la plus importante d'un processus d'évaluation technologique est celle de l'« essai pilote ». Elle est cruciale pour porter la technologie à maturité, mais aussi pour acquérir une expérience pratique et des connaissances sur ses performances opérationnelles.

Pour tous nos projets pilotes, la performance économique et le potentiel commercial de la technologie constituent une partie importante du programme de recherche et sont généralement réalisés en collaboration avec différents partenaires et filiales du Groupe.

Ces essais pilotes peuvent être soutenus par des fonds publics (nationaux, européens, ...) ou être entièrement financés par des fonds privés.



La plateforme REIDS-SPORE : un microgrid pour l'autonomie énergétique des sites isolés, ici sur l'île de Semakau, à Singapour.



La plateforme GAYA, à Saint-Fons dans le Rhône. Son objectif : produire du gaz vert à partir de déchets non recyclables.

“ ENGIE s'est engagé à travailler avec ses partenaires pour codévelopper les technologies émergentes par le biais de projets pilotes et de démonstrateurs ”

Les essais pilotes sont largement soutenus, par exemple, par l'initiative « Green Deal » de l'Union Européenne, qui vise la neutralité carbone d'ici 2050. Un autre aspect important d'une phase pilote est de sensibiliser et favoriser l'acceptation sociale d'une nouvelle technologie ». Jan Mertens, directeur scientifique.

L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES NOUVELLES TECHNOLOGIES

Tous les projets pilotes impliquent aujourd'hui une analyse du cycle de vie (ACV) afin de s'assurer que la technologie envisagée constitue une amélioration significative d'un point de vue environnemental. La méthodologie ACV tient compte de l'impact sur le réchauffement climatique, mais aussi de la possible toxicité, l'utilisation des sols, les besoins en eau...

Chez ENGIE, nous accordons une grande importance à l'impact environnemental des nouvelles technologies. Nous sommes convaincus qu'elles peuvent changer complètement la façon dont nous produisons ou utilisons l'énergie et nous conduire vers la neutralité carbone. ■

Accélérer pour un monde neutre en carbone.

Retrouvez nos solutions
et notre expertise
sur [engie.com](https://www.engie.com)



**#Act
With
ENGIE***

*J'agis avec ENGIE.

L'énergie est notre avenir, économisons-là !

ENGIE : SA AU CAPITAL DE 2 435 285 011 € - RCS NANTERRE 542 107 651. ©Getty Images