

de la **PHYSIQUE** *reflets*

n° 77
février 2024

www.refletsdelaphysique.fr

Revue de la Société Française de Physique



Numéro Spécial

Transition énergétique

**Les défis de la
défossilisation**

n° 77 - février 2024



Société Française
de Physique



Le mot du président

Ce numéro spécial de *Reflets de la physique* représente l'aboutissement d'un immense travail qui a monopolisé sur plusieurs années des scientifiques spécialistes incontestés de la transition énergétique. Celle-ci est vue sous toutes ses facettes, avec principalement un regard de physicien : enjeux pour l'humanité, ampleur du défi de la défossilisation, aspects sociétaux, sources bas carbone d'électricité, leurs avantages, limites et leur avenir, impacts sur la santé et l'environnement, etc. Ces auteurs sont des chercheurs ou des ingénieurs, issus de l'Université ou des grands organismes de recherche, mais il y a aussi un spécialiste de la santé et deux économistes.

Ce numéro fait suite à celui sur l'électricité nucléaire (*Reflets de la physique* n°60, publié en décembre 2018), une composante qu'on ne peut bien entendu pas escamoter de la transition énergétique. Cette question, cruciale pour notre société et souvent source de crispations et de prises de position idéologiques, est abordée ici avec une vision la plus neutre possible en se basant sur les faits connus et les modélisations les plus réalistes de ce qui peut être anticipé, en un mot sur une démarche scientifique rigoureuse. À chacun ensuite, à partir de cet ensemble de données, de se forger une idée précise de la situation et des options possibles afin d'exercer son esprit critique et nourrir ses choix ou son engagement.

Je considère que la SFP est pleinement dans son rôle en fournissant ainsi une base rigoureuse sur la question de l'avenir de l'usage de l'énergie, tant aux décideurs, qu'ils soient hommes et femmes politiques ou dirigeants d'entreprise, qu'aux simples citoyens souvent démunis face à la profusion d'informations et, hélas, de désinformations.

Un immense merci donc aux acteurs de cette belle entreprise, aux nombreux auteurs bien entendu, mais aussi tout particulièrement à Gérard Bonhomme, le président de notre commission Énergie et Environnement, qui a coordonné le projet, aux membres de cette commission, au comité éditorial de *Reflets* animé par Charles de Novion et Stefano Panebianco. Je n'oublierai pas le rôle de mes prédécesseurs, Michel Spiro, Catherine Langlais et Guy Wormser, qui ont initié ou soutenu, mais aussi encouragé dans les moments difficiles, cette aventure dont la longue gestation est garante d'un incontestable degré d'achèvement. Tous peuvent être fiers de ce numéro qui, on le souhaite, constituera une référence pour plusieurs années et mérite d'être diffusé le plus largement possible.

Daniel Rouan

Président de la Société Française de Physique

ÉDITORIAL

- 2 Le mot du président
D. Rouan
- 4 Transition énergétique - Les défis de la défossilisation
G. Bonhomme

PRENDRE LA MESURE DES ENJEUX ET DES DÉFIS

- 8 Unités et ordres de grandeur
- 9 Énergies de stock, énergies de flux : mode d'emploi
J. Treiner
- 15 Énergie primaire, énergie finale, énergie utile
J. Treiner et G. Bonhomme
- 18 L'impact de l'énergie sur le développement des sociétés humaines et l'économie globale
G. Bonhomme et H. Safa
- 24 Le taux de retour en énergie (EROI)
G. Bonhomme et J. Treiner
- 30 Les nouveaux défis de la politique énergétique française
J. Percebois et S. Pommeret
- 36 Scénarios pour une transition énergétique
J.-L. Bobin
- 45 Épilogue de la première partie

LES PRINCIPALES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR BAS CARBONE

- 48 Énergie et rôle croissant de l'électricité
- 50 Usages énergétiques des biomasses
G. Boissonnet
- 58 200 ans d'électricité solaire
D. Suchet et J.-F. Guillemoles
- 63 L'autre technologie, le solaire à concentration
G. Flamant
- 66 La chaleur solaire à basse température
B. Tamain
- 67 L'énergie éolienne, du point de vue de la physique
J. Peinke et A. Fuchs
- 72 Valoriser la chaleur nucléaire
M. Laurent et H. Safa

QUELQUES PISTES DE DÉFOSSILISATION EN COURS D'EXPLORATION

- 78 Le captage et le stockage du CO₂
F. Delprat-Jannaud
- 86 Énergies océaniques
A. Babarit, G. Pinon, J.-L. Achard et C. Corre
- 92 Éolien en mer : du fixe au flottant
J.-C. Gilloteaux et S. Aubrun
- 96 L'avenir et le nucléaire
B. Tamain
- 98 Des sels fondus pour la 4^e génération de réacteurs nucléaires ?
E. Merle, M. Allibert, D. Heuer et A. Laureau
- 104 La fusion nucléaire par confinement magnétique
G. Bonhomme

Transition énergétique

Les défis de la défossilisation

Ce dossier spécial sur l'énergie marque l'aboutissement d'un travail de longue haleine mené au sein de la commission Énergie & Environnement de la SFP. L'impulsion de départ du projet avait été donnée par Michel Spiro. Il indiquait déjà dans l'éditorial intitulé « Les physiciens face au défi du réchauffement climatique » du n°55 de *Reflets de la physique* (octobre-novembre 2017), les principales thématiques dans lesquelles les physiciens devraient s'impliquer pour affronter ce défi mondial de la transition énergétique. Cette transition doit conduire à renoncer aux combustibles fossiles, qui représentent pourtant actuellement plus de 80 % des ressources en énergie primaire au niveau mondial et assurent de l'ordre de 60 % de notre consommation d'énergie finale en France et en Europe. On mesure immédiatement l'ampleur du défi !

Les défis scientifiques, mais aussi les enjeux sociétaux, d'un tel renoncement aux ressources fossiles ne peuvent laisser les physiciens indifférents, comme le rappelait Catherine Langlais dans l'éditorial du n°60 de *Reflets* consacré à l'électricité nucléaire. La SFP et la communauté des scientifiques en général ont vocation à éclairer ces débats en les alimentant avec des éléments factuels et des analyses objectives, d'autant plus nécessaires pour des sujets sur lesquels les opinions sont si fortement influencées par des choix politiques, voire idéologiques.

C'est en tous cas avec la volonté d'écarter tout présupposé idéologique et avec pour seul parti pris, celui de la rigueur scientifique, que les membres de la commission Énergie & Environnement ont œuvré pour préparer ce dossier, en définir d'abord l'organisation logique et le contenu, rechercher ensuite les auteurs des contributions parmi les meilleurs spécialistes (pour plus de la moitié d'entre eux extérieurs à la commission) puis, après un très long travail de rédaction et d'échanges avec le comité éditorial de *Reflets de la physique*, aboutir *in fine* au présent numéro.

Pour le choix des thèmes abordés et l'organisation logique de ce dossier, nous sommes partis très naturellement de l'énoncé des questions fondamentales rappelées par François Graner et Stefano Panebianco (et reprises d'un dossier de 1978 !) dans leur conclusion du numéro sur l'électricité nucléaire : « De combien d'énergie avons-nous besoin ? Y a-t-il un rapport entre consommation d'énergie et niveau de vie ? De quelles énergies avons-nous besoin ? Sur quelles énergies pourrions-nous compter pour demain ou même pour tout de suite ? ».

Le dossier est ainsi structuré en cinq parties :

- 1• Prendre la mesure des enjeux et des défis
- 2• Les principales sources d'électricité et de chaleur bas carbone
- 3• Quelques pistes de défossilisation en cours d'exploration
- 4• Gestion des sources électrogènes non pilotables
- 5• Impacts environnementaux et risques des filières énergétiques.

Il est clair qu'en dépit de sa taille ce dossier ne pouvait être exhaustif, de sorte que certains sujets pourtant cruciaux tels ceux relevant en particulier de la thermique des bâtiments et du génie civil (matériaux, pompes à chaleur et géothermie, etc..) n'ont pas pu y être développés. Ils pourront faire l'objet d'un autre dossier ou d'articles spécifiques, comme du reste la thématique complexe de la sobriété énergétique. Une seconde limitation tient au fait que nous nous sommes pour l'essentiel limités, sauf exception, au contexte national ou européen. Nous espérons cependant que son contenu apportera un éclairage utile au lecteur sur nombre d'aspects, de données scientifiques et techniques, relevant de la transition énergétique.

En tant que coordinateur de ce projet, il me reste à remercier très chaleureusement toutes les personnes qui y ont contribué, en premier lieu les auteurs et les collègues de la commission Énergie et Environnement qui se sont engagés pleinement jusqu'à son aboutissement final, concrétisé ici grâce au travail du comité éditorial de *Reflets de la physique*, de ses responsables, Charles de Novion et Stefano Panbianco, et de la maquettiste Laetitia Morin. Mais ce projet n'aurait pas non plus pu aboutir sans le soutien et la confiance

Il est de notre devoir de montrer aux jeunes générations qu'un chemin d'espoir est possible et que la transition écologique pourra réussir grâce à un dialogue fécond entre scientifiques, citoyens et décideurs politiques.

La prise en compte des contraintes objectives et des lois de la nature n'est pas une option ou, comme l'écrivait Francis Bacon (1561-1626), "Natura non nisi parendo vincitur", c'est-à-dire « On ne commande la nature qu'en lui obéissant ».



Dessin réalisé par Maika au moment du lancement de ce numéro, en 2017. Je dédie ce dossier à tous les enfants, et en particulier à mes deux petites-filles Maika et Shino. Les générations futures ne doivent pas être abandonnées aux affres de l'éco-anxiété, ni livrées aux chimères ou aux dystopies radicales.

renouvelée des présidents successifs de la SFP, Michel Spiro, Catherine Langlais, Guy Wormser et Daniel Rouan. Qu'ils en soient vivement remerciés.

Ce dossier ne prétend pas épuiser le sujet, ni en couvrant toutes les thématiques relatives à la transition énergétique ni en étant exhaustif sur chacun des sujets traités. Nous nous sommes avant tout efforcés de fournir un socle de connaissances objectif et factuel permettant de contribuer à éclairer le débat public. Mais il est clair que s'agissant de la toute première question « de combien d'énergie avons-nous besoin ? », nous n'avons fait que fournir des éléments et analyser les contraintes, imposées notamment par les lois de la physique.

Mais s'il est vrai qu'aucune société ne peut se maintenir sans apport suffisant en énergie et prélèvements sur son environnement (nourriture, combustibles, ressources minérales, etc.), existe-t-il un minimum, un optimum ? Où nous situons-nous par rapport à ces limites ? Hormis la relation directe avec des avancées récentes en thermodynamique, cette question débouche naturellement sur celle de la sobriété, voire de la décroissance, qui est un sujet complexe. En effet, il ne faut pas perdre de vue la dimension mondiale du problème, ainsi que les énormes disparités dans les modes de consommation énergétique. Il faut aussi bien distinguer, pour évaluer les gains possibles, la consommation ou l'empreinte carbone des ménages de celle induite par l'organisation collective du fonctionnement des sociétés humaines (services publics, infrastructures, industrie, etc.). Peut-on conclure *a priori* avant de se livrer à une analyse sérieuse des études et données disponibles ?

Une autre piste de travail concerne l'impact de la transition énergétique sur les ressources minérales, sujet crucial juste effleuré dans ce dossier. Que peut-on attendre du recyclage ? Du développement de sources énergétiques minimisant les besoins en matériaux ? Autant de questions ouvertes et motivantes, sur lesquelles nous pouvons, nous physiciens, rassembler des informations factuelles, objectives, dans un esprit transdisciplinaire et sans parti pris, afin de pouvoir informer scientifiquement nos concitoyens, indiquer les options possibles... et faire comprendre qu'il n'y a pas de solution simple et que le succès de la transition énergétique ne dépend pas seulement de décisions ou changements politiques, mais aussi d'avancées en R&D sur des sujets très motivants.

Gérard Bonhomme
Président de la commission
Énergie et Environnement de la SFP



Liste des membres de la commission Énergie et Environnement de la SFP qui ont activement participé à l'élaboration de ce dossier :

Jean-Louis Bobin, Gérard Bonhomme, Bernard Bonin, Élisabeth Huffer, Christian Le Brun, Francis Penent, Gérard Pierre, Jean Poitou, Henri Safa, Bernard Tamain, Claude Stefant, Jacques Treiner, François-Marie Bréon, Stanislas Pommeret, Michel Spiro, Daniel Suchet.



© Raimond Spekking (Wikipédia).



© TKB-commonswiki.



© Gary Bembridge (Wikipedia, CC BY 2.0).

Photos, de haut en bas :

- Barrage hydroélectrique du Chastang sur la Dordogne
- Poste électrique haute tension à Pristina au Kosovo
- Plateforme de production du gaz naturel en mer du Nord



Prendre la mesure des enjeux et des défis

La prise de conscience de l'ampleur de l'impact global des activités humaines sur l'environnement, notamment sur le climat au travers des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi sur les ressources minérales et la biodiversité, conduit l'humanité à devoir opérer des changements drastiques de ses modes d'accès aux ressources, énergétiques en particulier.

Cette première partie se propose d'introduire les éléments généraux permettant de préciser les défis et d'éclairer le débat sociétal sur la transition énergétique.

À la suite d'un court texte illustrant par des exemples concrets les différentes unités et ordres de grandeurs, les deux premiers articles montrent comment le concept d'énergie introduit par les physiciens permet de quantifier toutes les transformations et mises en mouvement de la matière dans les sociétés humaines, sans oublier la production de chaleur.

La question de l'approvisionnement à partir de sources primaires relevant soit d'énergies de stock, soit d'énergies de flux, est abordée dans l'article de Jacques Treiner. Ce premier article ouvre la discussion sur l'épuisement des ressources, et introduit la question de l'équilibre des réseaux électriques. Il est suivi d'un supplément précisant et illustrant les notions d'énergies primaire, finale et utile.

Le second article, de Gérard Bonhomme et Henri Safa, interroge et confirme l'étroite relation objective entre développements humain et économique, et consommation d'énergie.

Ensuite, l'article de Gérard Bonhomme et Jacques Treiner discute de critères physiques d'évaluation et de comparaison des systèmes de transformation et d'approvisionnement en énergie, en se concentrant sur le taux de retour en énergie, ou EROI.

L'ouverture aux aspects économiques est assurée par l'article de Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, qui introduit les défis à relever pour que nos sociétés puissent fournir, à un coût accessible à tous, une énergie fiable et suffisante pour les usages domestiques, industriels et commerciaux.

Enfin, la question des scénarios de transition vers des économies décarbonées et beaucoup plus économes en utilisation de ressources naturelles est abordée dans l'article de Jean-Louis Bobin. Un encadré sur les projections énergétiques au niveau mondial complète ce tableau prospectif.

Unités et ordres de grandeur

L'unité légale d'énergie est le joule (J). L'énergie pouvant revêtir des formes variées, diverses unités spécifiques ont été introduites. Par exemple, la calorie (1 cal = 4,18 J) pour la chaleur, et la grande calorie (1 C = 1 kcal) pour le contenu énergétique des aliments, la tonne-équivalent-pétrole^(a) (1 tep = 42 GJ ou milliards de Joules) et le kWh^(b) pour l'électricité ou le gaz (1 kWh = 3,6 MJ). Les unités les plus utilisées au niveau macroéconomique (un pays ou le monde) sont la tep et ses multiples (ktep, Mtep et Gtep) et les multiples du kWh, en particulier le térawatt-heure : TWh (1 milliard de kWh).

Quelques exemples simples permettent, mieux qu'une table de conversion entre ces unités, d'appréhender les ordres de grandeur dans les différents usages de l'énergie selon les systèmes.

L'apport en énergie, sous forme de nourriture, qui assure le fonctionnement du métabolisme d'un individu est mesuré en kilocalories. Cet apport, exprimé en kWh, est de l'ordre de 3 kWh/jour (soit 2584 kcal/jour). Seule une fraction de cette énergie, environ 0,3 kWh/jour, correspond à une conversion en travail mécanique (énergie musculaire). Comparé au contenu énergétique du pétrole, ce travail musculaire correspond à 1/30^e de litre pour 1/3 de litre de consommation métabolique totale par jour.

Remarquons la haute densité du contenu énergétique du pétrole (qui explique notre addiction !) : pour récupérer l'équivalent de la quantité d'énergie contenue dans un litre de pétrole, soit 10 kWh, il faut faire descendre 10 m³ d'eau d'environ 400 mètres ! Les 40 kWh stockables dans une batterie de voiture électrique récente ne correspondent qu'à 4 litres de carburant ! On perçoit alors la difficulté et tout l'enjeu du stockage de l'électricité.

Changeons d'échelle : une société humaine contemporaine requiert également pour son fonctionnement des apports en énergie permettant d'assurer le chauffage des bâtiments, la mobilité des personnes et des marchandises, tous les usages dans la production des biens et services. Ces apports sont naturellement très variables d'une société à l'autre. Dans nos sociétés industrielles européennes les besoins cumulés se montent environ à 120 kWh/jour par tête, dont en gros 20 kWh/jour pour les usages de l'électricité, 40 kWh/jour en chauffage et autant pour les transports. Remarquons que, tous usages confondus, nous disposons sous forme de machines diverses de plusieurs centaines de fois ce qu'un individu peut fournir.

Au niveau mondial la consommation totale d'énergie s'est élevée en 2017 à 13,3 Gtep (soit 155 000 TWh ou 17,7 TW.an), et elle progresse d'environ 2 % par an. Cette consommation est assurée à 80 % par des ressources fossiles, dont l'intérêt principal est de constituer un stock massif d'une énergie que l'on peut récupérer à la demande. Pour la France, la consommation totale s'élève à 3000 TWh (qui repose pour moitié sur le fossile), avec environ 500 TWh pour l'électricité (qui provient à 8 % des énergies fossiles).

L'électricité joue un rôle particulier car elle est versatile, facilement transportable, très commode, et qu'elle peut être décarbonée grâce aux énergies renouvelables et au nucléaire. La difficulté est d'en disposer quand on en a besoin, c'est-à-dire soit de la produire à la demande, soit de la stocker si sa production n'est pas continue. Stocker une demi-journée de consommation française d'hiver, c'est-à-dire 1 TWh, est une prouesse que l'on ne sait pas réaliser aujourd'hui. Par exemple, 1 TWh d'électricité nécessiterait l'utilisation d'environ 25 millions des batteries (plus de 7 millions de tonnes) de voitures électriques mentionnées plus haut ! Et ces voitures ne rouleraient plus...

Les articles de la première partie permettront d'approfondir les notions générales sur l'énergie, ses différentes formes et ses usages par les sociétés humaines. ■

(a) 1 tep = 11,63 MWh, 1 TW.an = 365 × 24 TWh = 8760 TWh.

(b) Le public et les médias confondent souvent le kWh et le kW. Le kWh est une unité d'énergie. Le kW est une unité de puissance. Une machine de puissance 1 kW qui fonctionne à plein régime pendant 1 heure consomme (ou produit, s'il s'agit d'une installation de production) 1 kWh. Si elle est à l'arrêt, sa puissance nominale reste de 1 kW, mais elle consomme (ou produit) 0 kWh.

Énergies de stock, énergies de flux : mode d'emploi

Jacques Treiner (jtreiner@orange.fr)

Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project^(a)

Cet article explore d'une part les échelles de temps de l'épuisement des ressources de stock carbonées, d'autre part les fluctuations des deux principales énergies de flux disponibles, l'éolien et le solaire photovoltaïque.

L'ampleur de ces fluctuations, en l'état actuel des possibilités de stockage de l'énergie, limite leur taux de pénétration dans les réseaux électriques.

La substitution des énergies carbonées par des énergies non carbonées constitue un défi majeur. Limiter au maximum le changement climatique nécessite de remplacer à une échelle de temps aussi rapide que possible des sources encore disponibles, peu chères mais néfastes, par des sources non émettrices de gaz à effet de serre, mais qui représentent aujourd'hui moins de 20 % de notre énergie primaire. Cette transition requiert d'analyser de façon détaillée les caractéristiques des systèmes énergétiques.

Introduction : énergies de stock, énergies de flux

Les systèmes énergétiques peuvent être analysés selon divers couples de notions : énergie/puissance, source concentrée/source diluée^(b), énergie de stock/énergie de flux, source pilotable/source variable ou intermittente. À cela, il convient de rajouter les possibilités de stockage de l'énergie. Dans le présent article, nous nous concentrerons sur le couple énergies de stock/énergies de flux, qui est sans doute le plus éclairant.

Les énergies de stock sont pilotables mais épuisables, les énergies de flux sont inépuisables, mais leur flux est imposé par la nature.

Charbon, pétrole, gaz et uranium sont des énergies de stock, qui existent en quantité finie sur la planète. Les trois premiers ont mis quelques centaines de millions d'années à s'accumuler au sein de la croûte terrestre. L'uranium a été formé par nucléosynthèse au sein d'étoiles massives lors de leur phase terminale sous forme de supernovae, avant la formation du système solaire. S'agissant de stocks finis qui ne se renouvellent pas, ils vont nécessairement s'épuiser, et par conséquent la production de chacun passera, au-delà des fluctuations d'origines diverses, par un maximum — un pic — avant de décroître^(c). Question : *est-il possible d'anticiper le moment où se produiront ces pics de production ?* C'est ce que nous aborderons dans la prochaine section.

Les autres sources d'énergie disponibles sont des énergies de flux : énergies solaire, éolienne, marine, hydraulique, biomasse, géothermique ; toutes ces formes d'énergie sont

inépuisables (à l'échelle humaine en tout cas), mais leur flux, c'est-à-dire leur puissance par mètre carré, est imposé par la nature : personne ne commande au soleil, aux vents, aux courants marins, aux précipitations, à la photosynthèse ou à la source d'énergie provenant de l'intérieur de la Terre^(d). Dès lors, l'utilisation de ces sources d'énergie requiert de *caractériser ces flux* — leurs intensité, régularité — et les possibilités pratiques de les transformer pour nos usages (chaleur, travail, électricité...).

On voit que l'utilisation des énergies de stock et des énergies de flux pose des questions différentes. Pour les premières, il est important d'anticiper leur épuisement. Quant aux secondes, puisque nous ne contrôlons pas leur flux, la ressource peut exister lorsqu'on n'en a pas besoin, ou manquer lorsque le besoin est là (typiquement : le soleil ne brille pas le soir ou la nuit...). Leur utilisation optimale dépend alors des possibilités de *lisser les fluctuations* de la production pour l'adapter aux usages, voire d'adapter les usages aux fluctuations de la production. Il convient alors de s'assurer que l'on dispose des sources pilotables permettant de gérer ces fluctuations, car on ne sait pas, aujourd'hui, stocker de *grandes quantités* d'énergie.

>>>

Énergies de stock

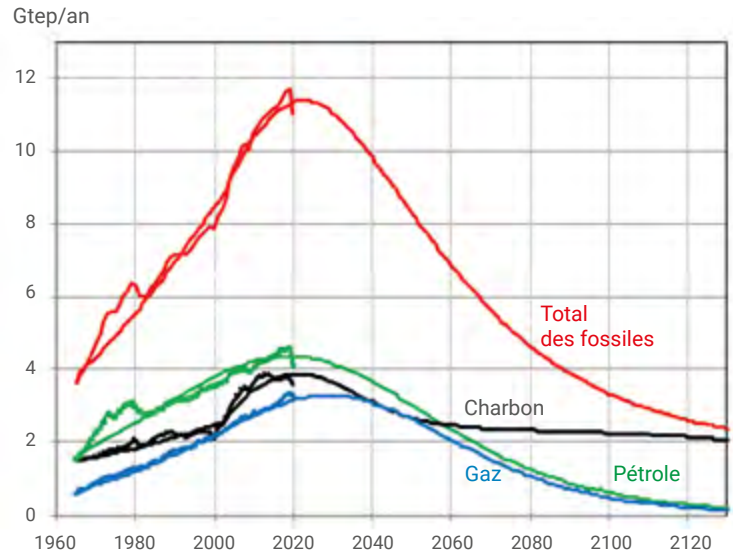
Anticiper les pics de production des ressources fossiles : le modèle de Hubbert [1]

Le géologue Marion Hubbert (1903-1989) a proposé en 1956 un modèle simple pour calculer la courbe de production d'une ressource épuisable^(e). En désignant par $Q(t)$ la quantité extraite cumulée en fonction du temps et Q_{\max} la réserve exploitable pour chaque ressource, le modèle adopte l'équation logistique pour l'évolution temporelle :

$$dQ/dt = \alpha Q (1 - Q/Q_{\max})$$

La constante α est ajustée sur les données passées connues. L'évolution de $Q(t)$ est exponentielle croissante lorsque Q est petit devant Q_{\max} mais décrit ensuite une courbe en S (sigmoïde) avec une saturation vers Q_{\max} . La production annuelle $P_A(t) = \Delta Q/\Delta t$ assimilée à la dérivée de cette courbe en S est exponentielle croissante lorsque Q est petit devant Q_{\max} et exponentielle décroissante lorsque Q tend vers Q_{\max} . Entre les deux, au point d'inflexion pour $Q(t)$, la production passe par un maximum, dénommé « pic » dans la littérature spécialisée.

L'estimation des réserves exploitables est un problème délicat. Les spécialistes distinguent trois types de réserves : les réserves « prouvées » (dites 1P), dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 90 % ; les réserves « prouvées + probables » (dites 2P), dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 50 % ; les réserves « prouvées + probables + possibles » (dites 3P), dont la probabilité d'exploitation est estimée supérieure à 10 %. Les réserves 1P sont déclaratives (par les États) et publiques, mais non validées par des organismes scientifiques indépendants. Les réserves 2P ne sont pas publiques, elles sont déterminées par des organismes techniques qui en font commerce, et sont considérées comme plus fiables. Deux mécanismes sont susceptibles d'augmenter les réserves prouvées : (i) l'amélioration des techniques de récupération permettant de faire passer des réserves « probables » dans la catégorie « prouvées », et (ii) la découverte de nouveaux champs



1. Données empiriques de consommation des combustibles fossiles (courbes fluctuantes) et résultats du modèle de Hubbert (courbes lisses).

d'exploitation. À ces deux éléments, il faut ajouter les considérations géopolitiques qui peuvent conduire à surévaluer les réserves prouvées. Le lecteur intéressé pourra consulter le livre de Bernard Durand [2].

Dans cet article, nous utiliserons les valeurs de Jean Laherrère de 2014 (reproduites dans l'ouvrage de Bernard Durand), soit : $Q_{\max} = 650$ Gtep pour le charbon et $Q_{\max} = 330$ Gtep pour le gaz. Changer ces valeurs de 25 % déplace les pics d'une dizaine d'années seulement.

Les résultats du modèle sont présentés sur la figure 1 (notons qu'aucune politique de réduction volontaire de la consommation en vue de limiter les émissions de gaz à effet de serre n'est envisagée ici). L'analyse de la consommation mondiale de charbon montre une brusque accélération à partir des années 2000, entièrement due à la forte dynamique économique chinoise. Celle-ci a donc été traitée ici séparément du reste du monde, avec une valeur des réserves de 85 Gtep (et donc 565 Gtep pour le reste du monde). C'est ce qui donne la structure en double pic, l'un dans la décennie 2020, caractérisant la Chine, et l'autre, très étalé, advenant au cours du siècle prochain, pour le reste du monde.

Le résultat le plus frappant tient à ce que les pics de production se trouvent tous *dans le siècle*, suivis

ensuite par une forte décroissance. Il faut noter cependant que le calcul de l'évolution *après* le pic mondial est sans doute moins fiable qu'*avant* le pic. En effet, passé le pic, on entre dans une période de tensions économiques, voire d'instabilités, puisqu'on peut penser que la demande d'énergie est toujours là, alors que la production est de plus en plus difficile à assurer : cela ne peut que déstabiliser les processus de production de biens et de services. Compte tenu du lien entre Produit Intérieur Brut (PIB) et consommation d'énergie, un tel resserrement de l'approvisionnement en ressources énergétiques fossiles, s'il a lieu, conduira à un resserrement du PIB mondial dans des proportions analogues, à moins que d'autres ressources énergétiques puissent être mises en place en substitution.

Et le pétrole non conventionnel ?

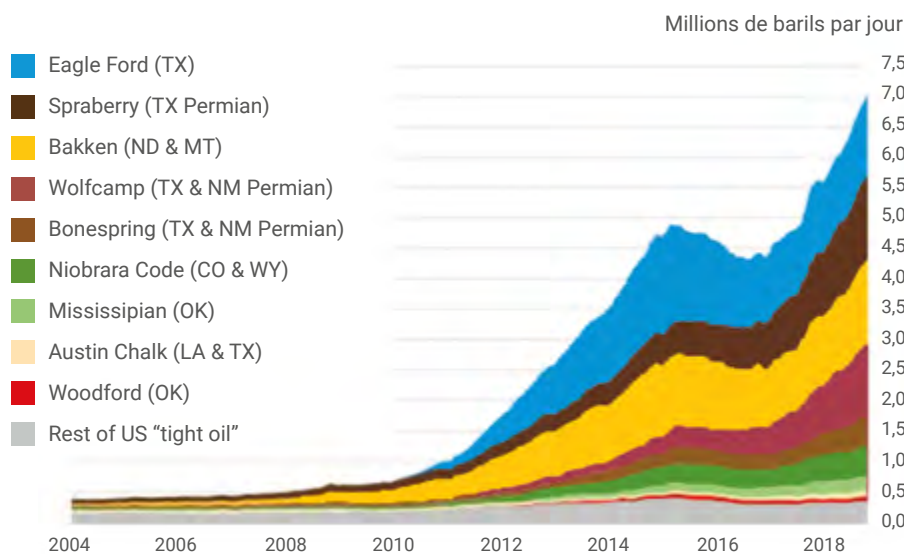
L'hypothèse d'une homogénéité mondiale de l'utilisation des ressources est acceptable pour le pétrole et le gaz dits *conventionnels*, ceux qui sont extraits par exemple des grands gisements du Moyen-Orient. Mais l'apparition du *pétrole et du gaz de roche-mère* exige de les traiter comme des ressources nouvelles, tant les conditions physiques et économiques sont différentes de celles du pétrole et du gaz conventionnels.



Ces hydrocarbures sont contenus dans des pores de quelques dizaines de nanomètres, dont ils sont expulsés par fracturation hydraulique, injection de tensio-actifs divers et de sable pour maintenir ouvert le réseau de fissures ainsi créé. Quelques pourcents seulement des hydrocarbures présents sont récupérés (alors que la proportion est supérieure à 30 % pour les puits conventionnels), et la production d'une installation s'épuise au bout de deux ou trois ans. La croissance observée aux USA requiert donc la mise en service de milliers de nouveaux puits chaque année, chaque puits ne demandant qu'un faible investissement. La rentabilité de l'exploitation du pétrole de roche-mère est par conséquent très sensible aux conditions du marché et aux progrès techniques. Pour le moment, cette rentabilité n'est pas assurée, et ne le sera que si le prix du baril augmente fortement. Rappelons que les États-Unis sont le seul pays où la technologie est largement utilisée. En France, la fracturation hydraulique a été interdite par la loi Jacob de 2011.

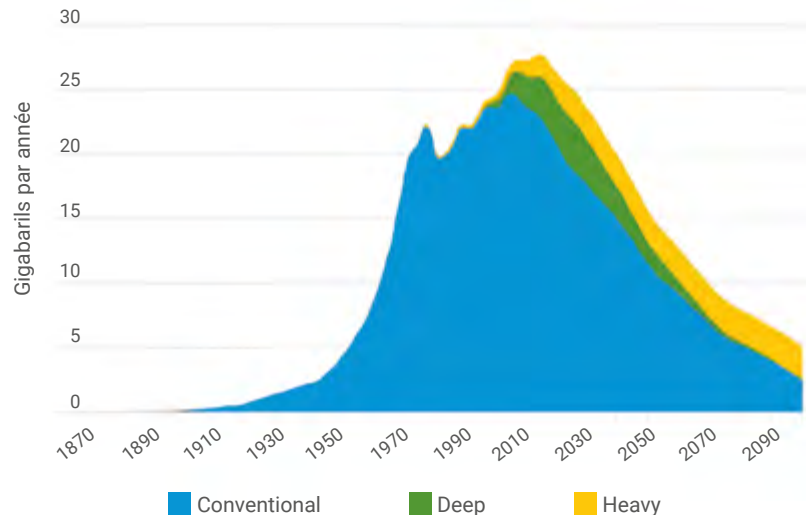
La figure 2 montre ce qu'il en est de la production.

Le chiffre de 7 millions de barils par jour atteint en 2019 correspond à une production de 0,3 Gtep/an, chiffre qu'il faut comparer à la production mondiale de pétrole conventionnel



2. Production de pétrole de roche-mère aux USA provenant des différents bassins.

Un baril représente 159 litres. Son équivalent en tep dépend de la densité du pétrole. En moyenne, on peut compter huit barils pour un tep. Source : US Energy Information Administration (EIA).



3. Projections de la production pétrolière mondiale, hors pétrole de roche-mère.

5 gigabarils = 0,6 Gtep. "Deep" : gisements *off-shore* profonds. "Heavy" : huiles lourdes, nécessitant des techniques spécifiques d'extraction. Source : Bureau of Infrastructures, Transport and Regional Economics, Australian Government, 2017.

de 4,44 Gtep en 2017. La problématique de la ressource peut donc se résumer ainsi : *la progression du pétrole de roche-mère va-t-elle parvenir à compenser le déclin mondial du pétrole conventionnel ?*

Si l'on ajoute les autres ressources pétrolières non conventionnelles, on obtient les projections de la figure 3.

On constate que le modèle de Hubbert, malgré sa simplicité extrême, fournit tout de même un bon outil de réflexion.

Énergie nucléaire

Les réacteurs actuels utilisent comme mécanisme de base la fission de l'uranium 235. Or celui-ci ne constitue que 0,7 % du minerai naturel, le reste étant constitué d'uranium 238. Les réserves actuelles permettent de faire fonctionner la totalité de ces réacteurs pendant quelques dizaines d'années, un siècle au maximum⁽⁶⁾ [3]. Dans les réacteurs dits de 4^e génération, la totalité du minerai est utilisée, et le problème de l'épuisement de la ressource ne se pose alors qu'à l'échelle du millier d'années. Mais il s'agit d'une technologie différente, dite « à neutrons rapides », aujourd'hui peu développée. La problématique de la transition entre les réacteurs actuels et les réacteurs à neutrons rapides est abordée dans le numéro spécial des *Reflets de la physique* consacré à l'électricité nucléaire [4] et dans la troisième partie de ce numéro.

Retenons de ce qui précède que dès la seconde moitié du siècle, l'humanité devra avoir trouvé des sources énergétiques alternatives aux hydrocarbures pour assurer son développement, et avoir entamé des approches de sobriété énergétique. A fortiori, si des politiques climatiques conduisent à ne pas exploiter toutes les ressources fossiles disponibles, à commencer par la plus émettrice de gaz à effet de serre : le charbon.

>>>

>>>

Énergies de flux

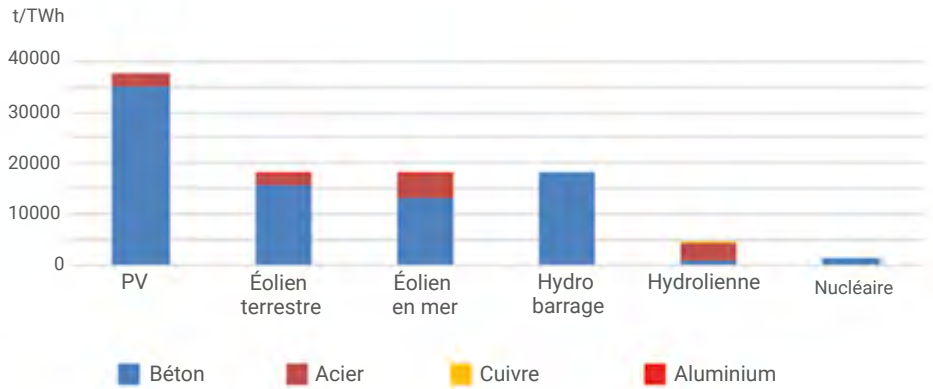
Focus sur l'éolien et le solaire photovoltaïque

Les énergies de flux recouvrent des réalités très diverses. D'une part, des sources d'énergie *inépuisables* (à l'échelle humaine en tout cas) : géothermie, énergies des courants marins, rayonnement solaire, énergie du vent, énergie associée à la biomasse naturelle, énergie potentielle des eaux des barrages, énergie cinétique des eaux de rivière. D'autre part l'énergie associée à la production agricole, qui est *renouvelable*, au sens où il faut agir, donc dépenser de l'énergie, pour la renouveler.

Notons que la mise en œuvre de ces ressources nécessite des matériaux qui, eux, ne sont ni inépuisables ni renouvelables : béton, cuivre, aimants, panneaux solaires, matières plastiques etc., autant de matières qui constituent des stocks finis (cf. l'article de G. Bonhomme, J. Treiner et O. Vidal, p. 144). Nous ne montrons ici qu'une figure (fig. 4) donnant quelques ordres de grandeur.

Nous nous concentrerons dans la suite de cette section sur les sources *renouvelables* électrogènes dont le développement est le plus rapide à l'échelle mondiale : le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien.

Le plus souvent, le développement de ces filières est caractérisé par la *puissance installée* (cas de l'éolien), ou la *puissance-crête* (cas du solaire PV). Il s'agit à chaque fois de la puissance maximale que l'installation peut fournir, soit dans les meilleures conditions de vent, soit dans les meilleures conditions d'ensoleillement. Comme ces conditions ne sont pas toujours réunies, on considère la puissance moyenne annuelle : c'est l'énergie totale produite en une année divisée par le nombre de secondes dans une année. On désigne par *facteur de charge* annuel le rapport de la puissance moyenne annuelle à la puissance installée. Du point de vue de la gestion des réseaux électriques, il est également nécessaire de considérer la *puissance instantanée*, c'est-à-dire la puissance moyenne fournie pendant un bref intervalle de temps



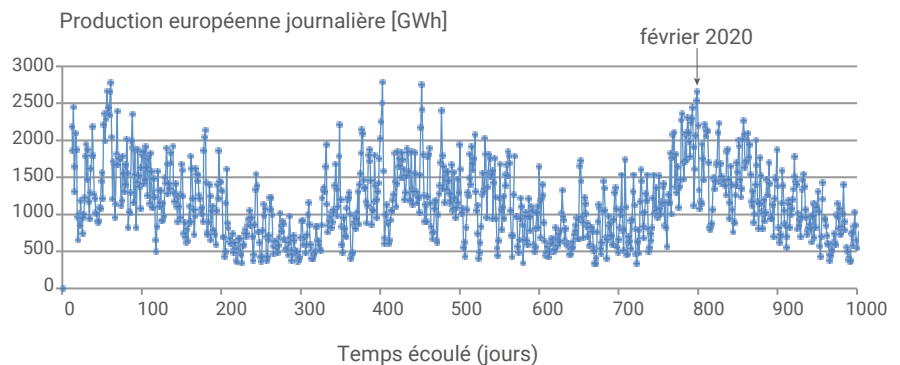
4. Matériaux nécessaires à la production d'électricité (en tonnes/TWh).

Hypothèses : durées de vie des installations : 25 ans pour le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien, 150 ans pour les barrages, 20 ans pour les hydroliennes, 60 ans pour le nucléaire. Facteurs de charge : 0,15 pour le PV, 0,25 pour l'éolien terrestre, 0,35 pour l'éolien en mer, 0,25 pour l'hydroélectricité, 0,5 pour les hydroliennes, 0,85 pour le nucléaire. Source : ADEME, Projet SURFER, novembre 2020

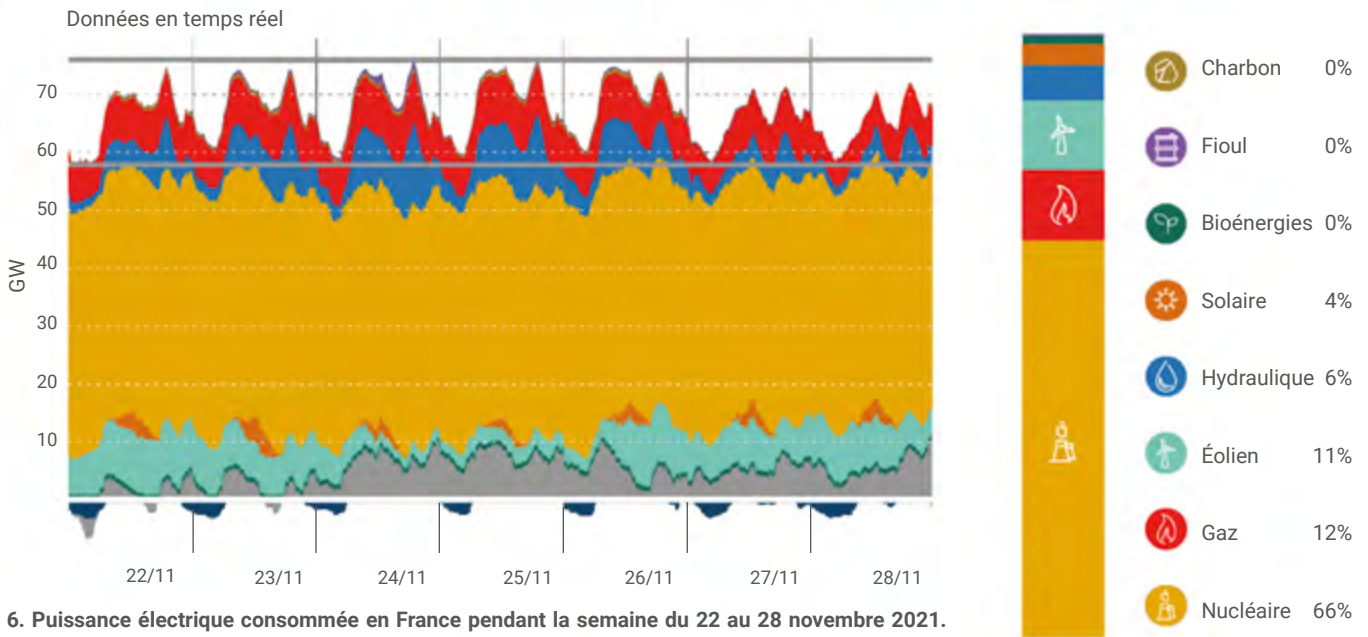
— disons un quart d'heure. Le site du Réseau de Transport de l'Electricité (RTE) [5] permet de suivre en temps réel les contributions des différentes sources à la puissance instantanée.

En France, le facteur de charge éolien moyen est, selon RTE, de 22 %, et celui du solaire photovoltaïque de 13 % (moins de 11 % au nord, 16 % au sud). Mais qu'en est-il des puissances instantanées ? La question est importante, car un réseau électrique ne peut fonctionner qu'en assurant à chaque instant et en tout lieu l'égalité entre offre et demande d'électricité. Il convient donc de caractériser les fluctuations des productions éoliennes et solaires.

Pour le solaire PV, la réponse est simple : la production a lieu pendant quelques heures de la journée. Comme le facteur de charge du PV est de 0,13, le nombre journalier d'heures-équivalent à pleine puissance est, en moyenne, d'environ 3,12 (car $3,12/24 = 0,13$), que nous approximerons à 3 heures. La puissance-crête est donc de l'ordre de huit fois supérieure à la puissance moyenne. Cette caractéristique vaut pour toute l'Europe, puisqu'il fait jour (et nuit) partout en même temps. De plus, viennent se rajouter des variations saisonnières, la production étant, sous nos latitudes, quatre fois plus faible en hiver qu'en été (un facteur 2 pour l'énergie solaire reçue et un autre facteur 2 pour la durée du jour⁽⁶⁾).



5. Production du parc éolien européen, en GWh. Chaque point représente l'énergie journalière produite. Premier point à gauche : 6/4/2022, passé vers la droite. Puissance installée totale fin 2018 (premiers points à droite) : 175 GW. Puissance installée fin 2021 : 220 GW. La valeur moyenne journalière sur la période est d'environ 1100 GWh, comparée au potentiel maximal de $220 \times 8760 / 365 = 5280$, soit un facteur de charge global de 0,21. On notera la forte modulation été/hiver. Source : <https://windeurope.org>



6. Puissance électrique consommée en France pendant la semaine du 22 au 28 novembre 2021.

Source : rte-France.com/eco2mix

Pour l'éolien, en revanche, on pourrait penser que s'opère un lissage européen des fluctuations, selon l'idée de bon sens : « *il y a toujours du vent quelque part* ». En réalité, cet effet de « foisonnement » (terme consacré) existe, mais il est faible. C'est ce que montre la figure 5, où est reportée la production journalière du parc éolien européen au cours des trois dernières années. Pendant cette période, la puissance installée est passée de 175 GW à 220 GW. On voit que les fluctuations peuvent atteindre 1500 GWh en quelques jours, soit une variation de puissance de plus de 60 GW, ou 30 % de la puissance éolienne installée. Le minimum de 300 GWh en une journée correspond à 5 % de la puissance installée, le maximum de 2500 GWh à 52 % de la puissance installée. En réduisant le pas de temps, on constate que la puissance instantanée varie entre quelques pourcents et 60-70 % de la puissance installée [6].

Le fait que l'idée « de bon sens » ne soit pas confirmée par les données ne doit pas surprendre, car chacun peut constater lors d'un bulletin météo que les structures atmosphériques européennes s'étendent sur des milliers de kilomètres. Par conséquent, pour le dire de façon ramassée : *le plus souvent^(h), lorsqu'il y a du vent quelque part, il y en a partout, et lorsqu'il n'y a pas de vent quelque part, c'est qu'il n'y en a nulle part.*

Ces données montrent aussi pourquoi le déploiement de l'énergie éolienne produit structurellement des moments de sous-production et des moments de surproduction. Imaginons qu'un réseau ait besoin en moyenne de 100 GW. Compte tenu du facteur de charge de 0,21, il faudra installer 476 GW. Le minimum de puissance instantanée sera donc de 24 GW, soit un déficit de 76 GW, et le maximum d'environ 250 GW, soit un excédent de 150 GW. Les manques peuvent être comblés par une réserve de puissance faisant appel à une source pilotable, mais que faire de l'excédent ? L'exporter chez le voisin nécessiterait le développement massif d'interconnections, lesquelles risquent de toute façon d'être inopérantes si le voisin a également développé une grande puissance éolienne : il aura lui aussi besoin d'exporter au même moment.

Fluctuations de la demande, fluctuations de la production

Au cours d'une journée, les fluctuations de la demande d'électricité sont de l'ordre de 15 % de la puissance moyenne appelée. La figure 6 montre ce qu'il en est pour la France lors d'une semaine d'hiver. On voit que les pics de la demande, vers 8 et 19 heures, sont gérés principalement par l'hydroélectricité, secondairement par le gaz.

>>>

(a) The Shift Project (abrégé « TSP » ou le « Shift ») est une association française, reconnue d'intérêt général, créée en 2010 par un groupe d'experts dont Jean-Marc Jancovici. Il s'agit d'un laboratoire d'idées dont l'objectif est de répondre à la double contrainte du carbone : changement climatique et raréfaction des ressources énergétiques fossiles. Le « Shift » se propose de jouer un rôle en interface avec les acteurs économiques, politiques, académiques et associatifs.

(b) La puissance caractérise le débit d'énergie qu'une source peut fournir ; la notion de concentration renvoie à la quantité de matière qu'il faut transformer pour mettre en jeu une quantité donnée d'énergie.

(c) Notons cependant (et il n'est pas interdit de s'en amuser) qu'un des fondateurs de l'économie politique, Jean-Baptiste Say, n'envisageait pas que la question puisse se poser. Dans son *Traité d'économie politique*, publié en 1803, il écrivait en effet : « Les ressources naturelles sont inépuisables, car sans cela, nous ne les obtiendrions pas gratuitement. Ne pouvant ni être multipliées ni épuisées, elles ne sont pas l'objet des sciences économiques. »

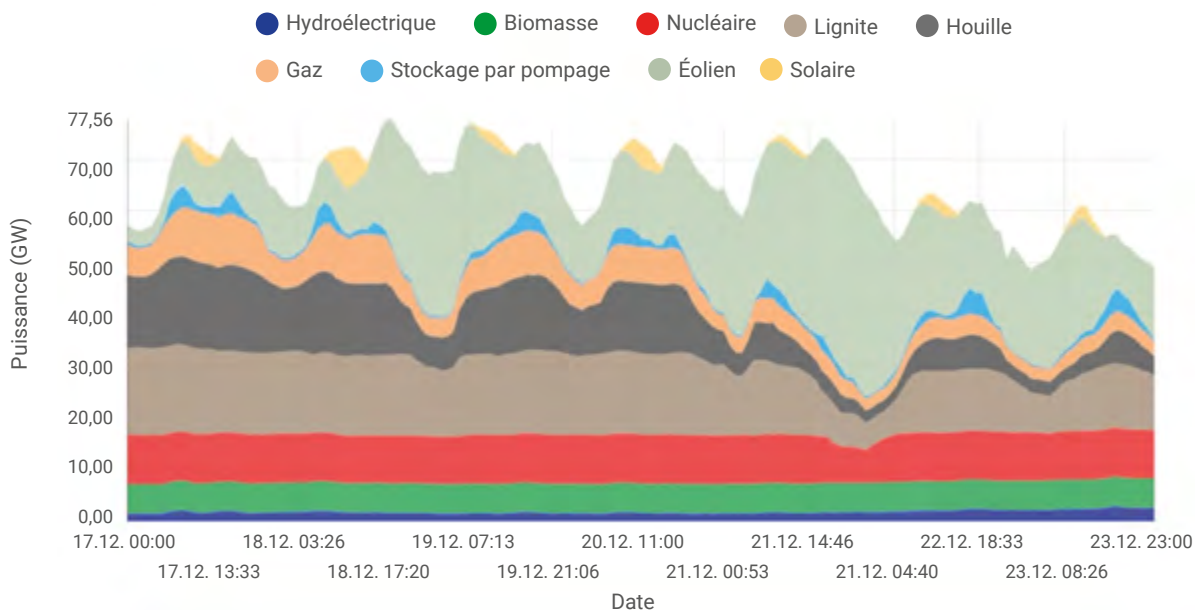
(d) Seul le flux d'énergie tiré de la biomasse dépend de l'activité humaine : nous n'avons certes pas le moyen de contrôler le rythme de la photosynthèse des plantes, mais nous avons les moyens de déforester ou de planter.

(e) Il anticipait, pour les États-Unis, un pic de production du pétrole pour le début des années 1970 — pic qui fut confirmé empiriquement avec les « chocs pétroliers » de la décennie.

(f) À moins de prendre en compte l'uranium contenu dans l'eau de mer et le flux annuel d'uranium apporté par les rivières, estimé à 0,24 microgramme par litre. Mais le coût énergétique de l'obtention du combustible pourrait alors devenir rédhibitoire [3].

(g) Les pays du Sud bénéficient de conditions bien plus favorables : l'écart entre l'été et l'hiver se réduit avec la latitude, jusqu'à pratiquement s'annuler dans la zone intertropicale.

(h) Car la France, par exemple, dispose de deux régimes régionaux de vents : la vallée du Rhône et le Pays basque.



7. Puissance électrique consommée en Allemagne pendant une semaine d'hiver (du 17 au 23 décembre 2018).

>>>

Pour comparaison, la figure 7 montre la consommation d'électricité en Allemagne pendant une semaine d'hiver, ainsi que la décomposition par filière de production. On constate que les fluctuations de l'éolien constituent une fraction importante de la puissance installée (environ 50 GW), et que ces fluctuations sont gérées par la puissance pilotable en charbon, lignite et gaz.

On peut ainsi comprendre que l'Allemagne, qui a installé environ 120 GW d'éolien et de solaire PV, a dû conserver sa puissance pilotable en énergies fossiles, la diminution du charbon étant compensée par la montée du gaz. Un kWh produit avec le mix allemand émet encore de 5 à 8 fois plus de CO₂ qu'avec le mix français. Cette question est examinée plus en détail dans l'article de Grand *et al.*, p. 116.

Conclusion

Nous avons analysé deux caractéristiques essentielles des systèmes énergétiques : les énergies de stock et les énergies de flux. Le modèle de Hubbert appliqué aux ressources de stocks carbonées indique un fort déficit potentiel dans la seconde moitié du siècle, ne permettant pas un fonctionnement à l'identique de nos sociétés, et ceci en l'absence de toute politique climatique. Ce resserrement de la disponibilité en ressources fossiles, dont une conséquence positive serait une limitation des émissions de CO₂, introduit cependant une contrainte supplémentaire. Nous avons en effet besoin des ressources fossiles pour mettre en place ce qui est nécessaire... pour s'en passer ! Le déficit envisagé peut ainsi conduire à des évolutions extrêmement différenciées, de la recherche de nouvelles sources exploitables jusqu'à la mise

en place de politiques de sobriété énergétique vigoureuses, dont les effets sur les inégalités sociales constitueront le principal défi.

Notre analyse conduit à différencier l'énergie produite, selon qu'elle provient d'un système pilotable ou intermittent. Dans le cas d'un réseau majoritairement pilotable, il faut gérer les *fluctuations de la demande*, qui sont relativement modérées. Dans le cas d'un réseau à forte pénétration de sources intermittentes, il faut gérer les *fluctuations de la production*, qui sont largement supérieures à celles de la consommation. Du point de vue de la stabilité des réseaux électriques, un kWh aléatoire n'est pas équivalent à un kWh garanti. Aujourd'hui, c'est l'impossibilité de stocker de grandes quantités d'énergie qui limite la pénétration des sources électrogènes variables ou intermittentes dans les réseaux électriques. ■



- 1• J. Treiner, « Jouer avec les chiffres du climat : une approche par budget carbone », *Reflets de la physique* **43** (2015) 46-50.
- 2• B. Durand, *Petroleum, natural gas and coal*, EDP Sciences (2019).
- 3• J. W. Storm van Leeuwen et D. Pillet, "Uranium as an energy source: medium to long term prospects", *Annales des Mines* **111** – Énergie et Sociétés (2023), <https://cutt.ly/annaes-mines2023>

- 4• « L'électricité nucléaire – Questions ouvertes et points de vue », *Reflets de la physique* **60** (2018).
- 5• https://cutt.ly/rtefrance_mixenergetique
- 6• Ces données confirment l'étude de H. Flocard, J.P. Pervès et J.P. Hulot publiée dans *Techniques de l'ingénieur*, T1 8586.

Énergie primaire, énergie finale, énergie utile

Jacques Treiner⁽¹⁾ (jtreiner@orange.fr) et Gérard Bonhomme⁽²⁾ (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr)

(1) Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project

(2) Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine, 2 allée André Guinier, 54000 Nancy

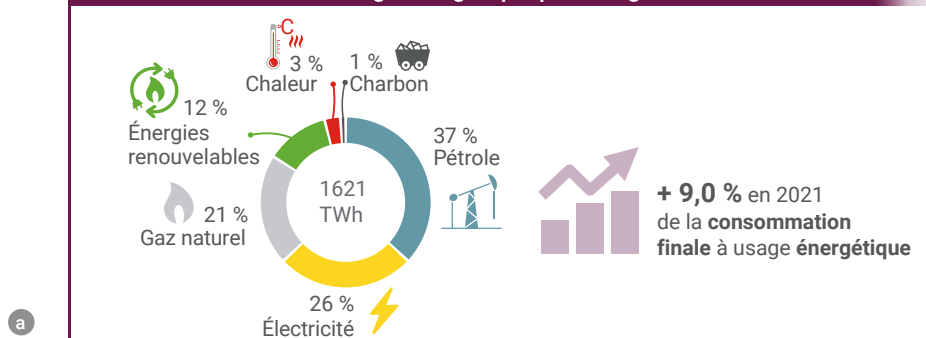
À la suite d'un rappel des concepts d'énergie primaire, d'énergie finale et d'énergie utile, illustré par des exemples, ce court article présente sous forme synthétique le bilan énergétique de la France en 2021 et son évolution depuis 1990.

L'énergie est un concept qui permet de quantifier les transformations de la matière. L'énergie primaire est celle qui est mise en jeu au début de la chaîne de transformations permettant la production d'un bien ou d'un service : par exemple, l'énergie associée à la combustion d'une ressource fossile ou à la fission d'un noyau d'uranium, ou l'énergie gravitationnelle de l'eau d'un barrage. L'énergie finale est celle qui est reçue – et payée – par le consommateur, par exemple, l'électricité. L'énergie utile est celle associée au fonctionnement d'un appareil, par exemple un réfrigérateur.

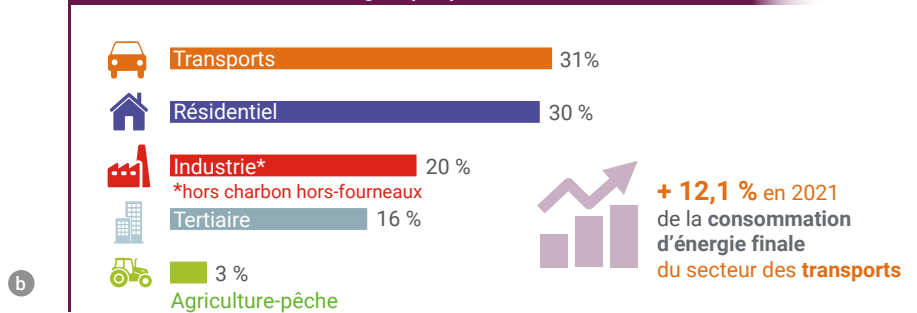
Prenons la chaîne qui va de la production d'électricité dans un réacteur nucléaire jusqu'au fonctionnement d'une source lumineuse. Le défaut de masse associé à la fission d'un noyau d'uranium-235 apparaît sous forme de chaleur (environ 200 MeV par fission) : c'est l'énergie primaire. Celle-ci est convertie en électricité avec un rendement d'environ 33 % (le complément en chaleur étant évacué par la source froide du réacteur),

>>>

Consommation finale à usage énergétique par énergie



Consommation finale énergétique par secteur



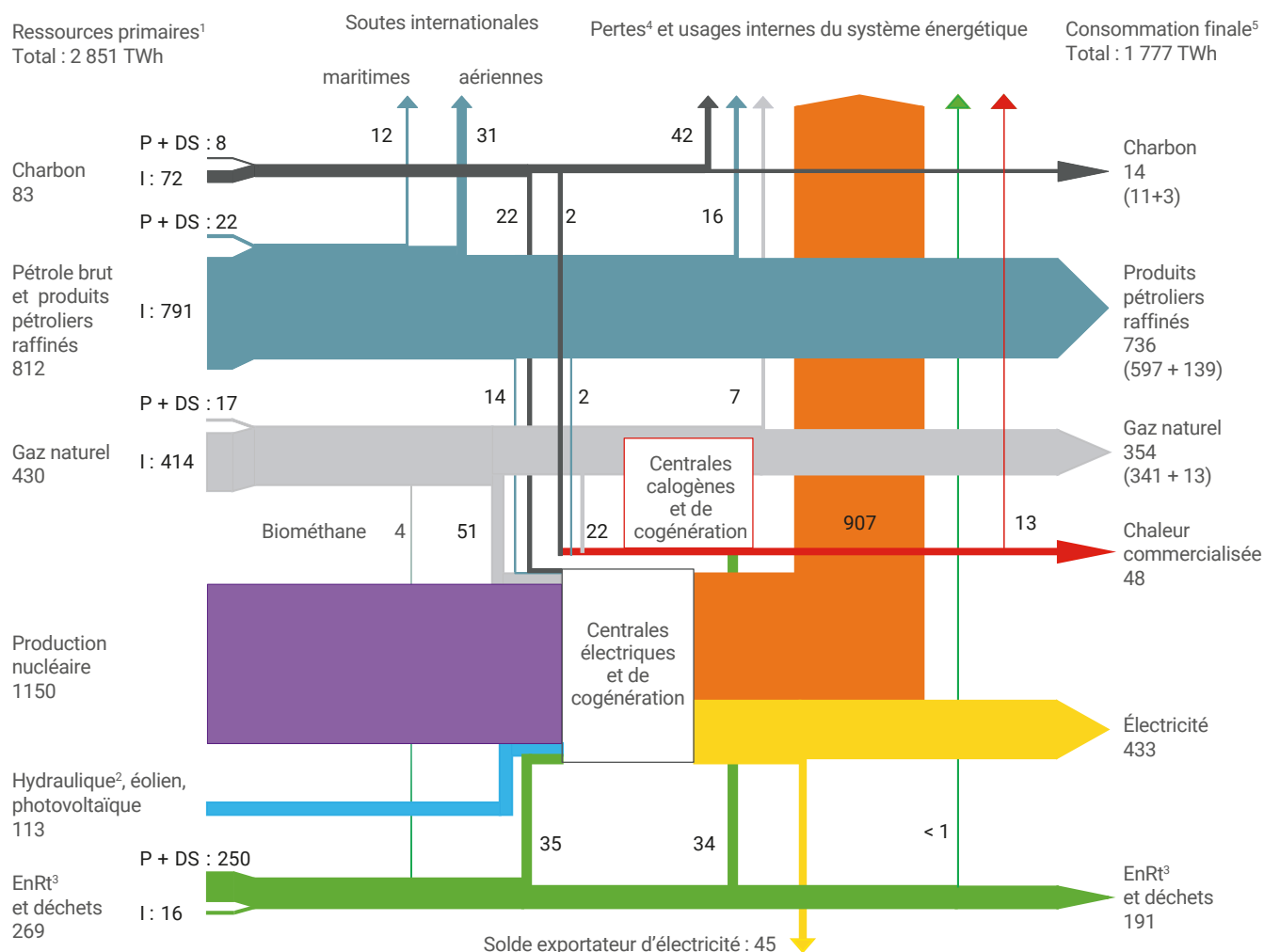
1. Consommation énergétique finale en France en 2021.

Répartition selon les sources (a) et selon les usages (b).

L'augmentation de la consommation d'énergie en 2021 par rapport à 2020 correspond à un rebond suite à la crise sanitaire.

Source : Bilan énergétique de la France pour 2021 (mars 2023), Ministère de la transition énergétique.

Ensemble des énergies – Bilan énergétique de la France en 2021 (TWh)



2. Le diagramme de Sankey, outil de visualisation du bilan énergétique de la France en 2021.

P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

³ EnRT, pour la bande verte tout en bas du diagramme, désigne les énergies renouvelables thermiques (bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

⁴ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

⁵ Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Note : pour assurer la cohérence du bilan toutes énergies, les quantités sont toutes exprimées en TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur), même pour le gaz, dont l'unité propre est usuellement le TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur).

La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.

Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan de l'énergie

>>>

acheminée jusqu'à l'utilisateur avec des pertes en ligne de l'ordre de quelques pourcents. L'énergie finale représente donc environ 30 % de l'énergie initiale. Celle-ci est transformée en énergie lumineuse – c'est l'énergie utile – avec une efficacité qui dépend de la source : quelques pourcents s'il s'agit d'une lampe à incandescence, jusqu'à quelques dizaines de pourcents avec une lampe à décharge ou une diode électroluminescente. La cogénération, où l'on cherche à utiliser la chaleur initiale non convertie en électricité dans des réseaux de chaleur, permet d'améliorer considérablement le rendement global de la chaîne de transformations.

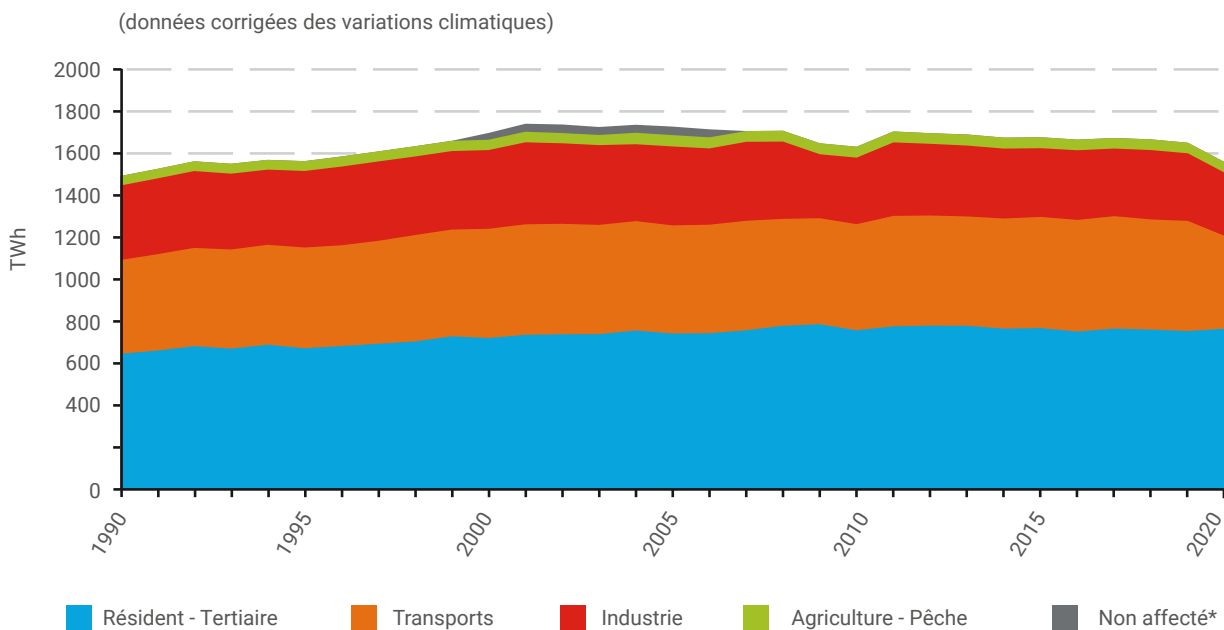
En France, la consommation d'énergie primaire d'environ 250 Mtep (~ 2900 MWh) conduit à une consommation d'énergie finale (assurée à 62 % par des ressources fossiles et incluant 9 % d'usages non énergétiques) d'environ 150 Mtep (~ 1750 TWh), l'essentiel de la différence provenant du rendement, voisin de 0,35, de l'ensemble des centrales électriques. Le détail des chaînes allant de l'énergie primaire à

l'énergie utile fait l'objet d'une représentation appelée diagramme de Sankey : le diagramme correspondant à l'année 2021 est reproduit dans la figure 2. Les figures 1 et 3 montrent comment évolue et comment se répartit par source et par destination la consommation énergétique finale en France, 1622 TWh en 2021 (usages énergétiques seuls).

Note sur les unités utilisées dans l'article

L'unité SI (légale) d'énergie est le Joule. Mais lorsque l'on considère de grandes quantités d'énergie, par exemple la consommation d'un pays, voire du monde, on préfère utiliser la tonne-équivalent-pétrole (tep) : c'est l'énergie associée à la combustion d'une tonne de pétrole brut. Comme tous les pétroles n'ont pas le même potentiel calorifique, on est convenu d'une valeur moyenne qui est de 41,868 gigajoules (GJ), soit environ 42 GJ. Il est également commode d'utiliser le kWh et ses multiples, MWh, GWh, TWh (même s'il ne s'agit pas d'électricité). Comme 1 MWh = 3,6 GJ, la conversion d'une unité à l'autre est 1 tep = 11,63 MWh. ■

“ En France, la consommation d'énergie finale (1777 TWh en 2021, incluant 9 % d'usages non énergétiques) est assurée à 62 % par des ressources fossiles.”



3. Évolution par secteur de la consommation finale d'énergie en France de 1990 à 2021.

*La répartition de la chaleur par secteur consommateur n'est pas disponible entre 2000 et 2006.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.

Source : SDES (Service des données et études statistiques)

L'impact de l'énergie sur le développement des sociétés humaines et l'économie globale

Gérard Bonhomme⁽¹⁾ (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr) et Henri Safa⁽²⁾ (henri.safa@cea.fr)

(1) Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine, 2 allée André Guinier, 54000 Nancy

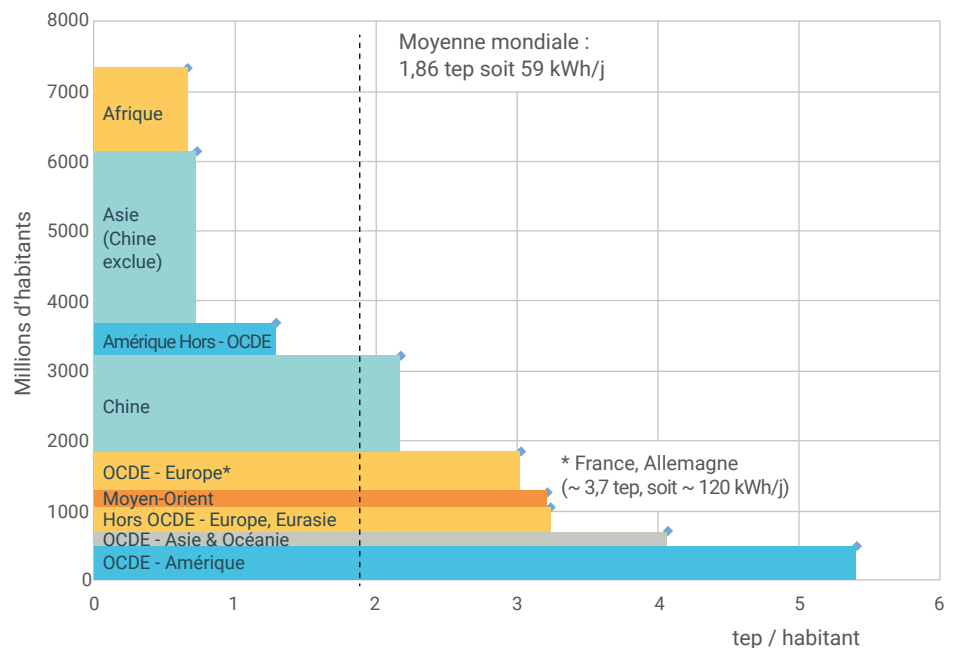
(2) CEA, Direction des programmes, CEA Saclay, 91191 Gif-sur-Yvette

Alors que le poids réel de l'énergie dans l'économie est encore souvent largement sous-estimé dans nombre de modèles macro-économiques, l'article explicite la forte interrelation qui existe entre l'énergie, le développement humain et l'économie. Dans un contexte de nécessaire croissance des besoins au niveau mondial, et devant l'impérieuse nécessité de décarboner les usages, quelques pistes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, s'appuyant sur des innovations techniques, sont discutées.

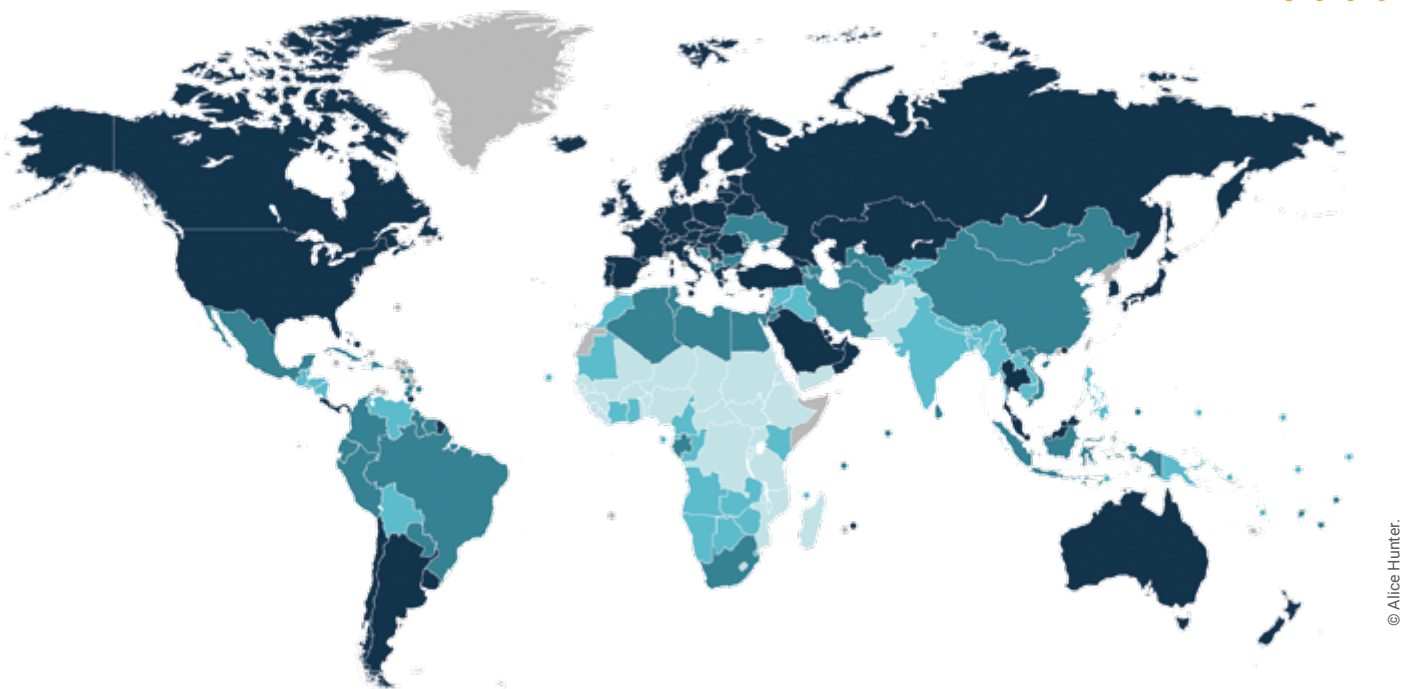
L'accès à l'énergie est une condition du développement des sociétés humaines. Il en va de ces dernières comme des êtres vivants qui les constituent : ce sont du point de vue thermodynamique des systèmes ouverts, qui ne peuvent se maintenir et croître en complexité et organisation sans apports suffisants en énergie et en ressources. La dynamique des processus évolutifs et d'auto-organisation dans la nature est régie par les lois de la thermodynamique, auxquelles les sociétés humaines ne peuvent pas non plus se soustraire.

Les distributions régionales de consommation primaire et de PIB par tête dans le monde, montrées dans les figures 1 et 2, affichent dans leur très grande hétérogénéité une similitude frappante.

C'est une simple manifestation, bien qu'à gros traits, de la corrélation entre consommation d'énergie et PIB, que nous allons analyser plus en détails. La distribution géographique de consommation d'énergie primaire (fig. 1) montre aussi qu'une bonne moitié de la population mondiale



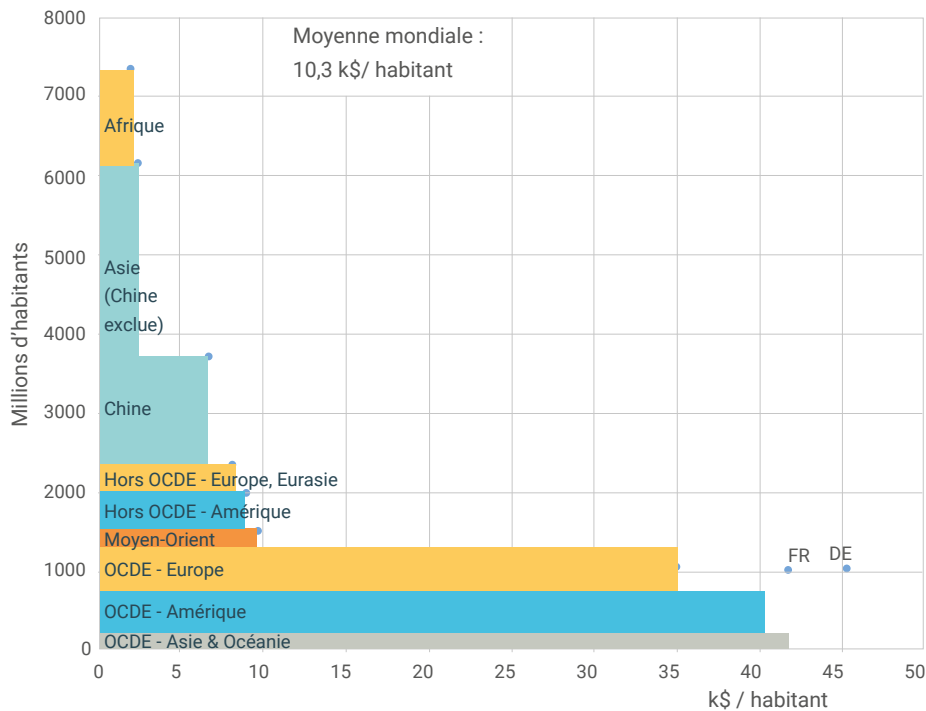
1. Répartition régionale de la consommation annuelle d'énergie primaire par habitant exprimée en tep par habitant (1 tep = 11, 63 MWh). À partir de données de l'Agence internationale de l'énergie (IEA, www.iea.org/).



© Alice Hunter.

0,800-1,000 (très élevé) 0,700-0,799 (élevé) 0,555-0,699 (moyen) 0,350-0,554 (faible) données inexistantes

Carte des pays du monde par catégorie d'indice de développement humain (IDH), selon l'ONU en 2021.



2. Répartition mondiale du produit intérieur brut (PIB) par habitant (à partir de données de l'IEA).

doit se contenter actuellement d'environ un tiers de la moyenne mondiale par tête, alors que nous en consommons le double en France. Il ne pourra y avoir d'accès au développement et à plus de services pour toute l'humanité sans croissance de la consommation énergétique. L'évolution démographique et le développement impliquent une croissance des besoins énergétiques au niveau mondial.

Tout d'abord, nous discuterons le rôle de l'énergie dans l'évolution des sociétés humaines à partir de principes familiers aux physiciens, puis en observant la relation entre l'Indice de Développement Humain (IDH) et la consommation d'énergie par habitant. Nous rapporterons ensuite les résultats totalement concordants de deux approches différentes, qui prouvent le rôle capital de l'énergie dans la formation du PIB. Ce rôle est encore largement sous-estimé par de nombreux économistes, alors que l'énergie constitue la mesure universelle des transformations de la matière associées à la création de biens et de services. Dans une dernière partie, nous montrerons que certaines innovations technologiques permettent d'ouvrir des pistes de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

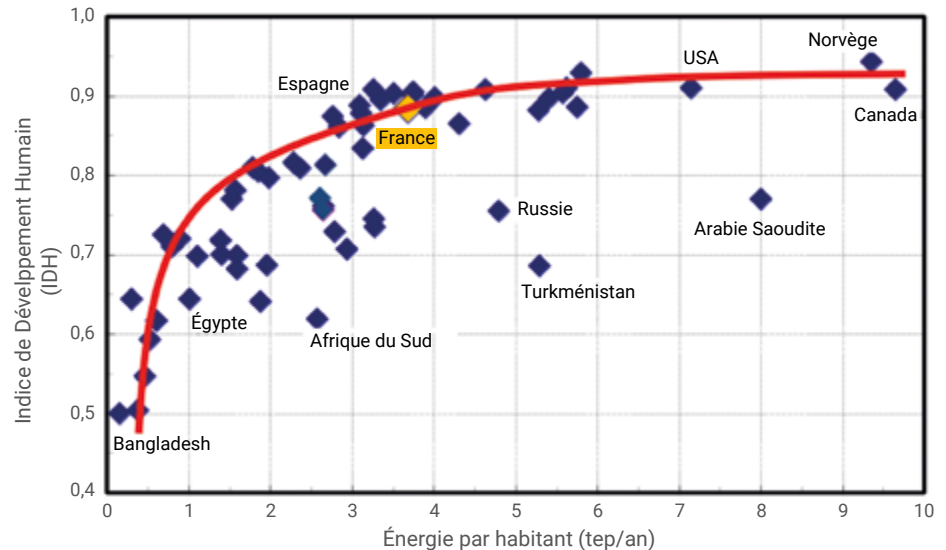
>>>

Énergie et macro-économie

Énergie et dynamique d'évolution

Tout au long de leurs cycles de vie, les échanges des organismes vivants avec l'environnement sont régis par les lois de la thermodynamique. Ce sont des systèmes ouverts qui ne peuvent se développer et maintenir leur état organisé que grâce à des apports suffisants en nourriture. Rappelons pour fixer les idées que la consommation d'énergie associée à notre métabolisme est de 3 kWh/jour, ce qui correspond à une puissance moyenne de 130 W, dont seulement 30 à 40 W sont convertis en travail musculaire. La majorité est consommée en processus chimiques et pour le maintien de notre température corporelle. Elle est dissipée finalement sous forme de chaleur dans l'environnement, ce qui conduit à une production d'entropie, en accord avec le premier et le second principe de la thermodynamique. Les sociétés humaines considérées sous l'angle de leurs échanges d'énergie et de ressources avec leur environnement ne peuvent pas échapper à ces deux principes fondamentaux.

C'est grâce au rôle moteur de l'énergie, qui permet la formation et le maintien de structures stables, que les organismes vivants et les sociétés se développent et peuvent se maintenir. Les processus d'extinction, de développement, ou d'émergence de nouvelles structures sont toujours reliés à des variations de l'énergie accessible. Ce fut le cas pour les sociétés humaines, dont l'évolution a correspondu à des sauts dans la capacité à transformer la matière, grâce tout d'abord à la maîtrise du feu, puis de l'agriculture, et enfin à l'utilisation des ressources fossiles. Ainsi, alors que pour les groupes de chasseurs-cueilleurs la consommation énergétique moyenne par individu, nourriture comprise, après la domestication du feu, est estimée à 6 kWh/j (en gros 2 kWh de nourriture et 1 kg de bois), dans les premières sociétés agraires cette consommation saute à 14 kWh/j, puis à 30 kWh/j durant le Moyen Âge européen, et enfin s'élève après la révolution industrielle à plus de 100 kWh/j dans nos sociétés développées^(a).



3. Indice de développement humain en fonction de la consommation d'énergie, exprimée en tep/an (1 tep = 11,63 MWh). Source : H. Safa [10]

Corrélativement, l'accès à de nouvelles ressources énergétiques a conduit à la création de nouvelles structures sociales, plus complexes, organisées à plus grande échelle et nécessitant pour le maintien de leur consommation une part de plus en plus importante de l'énergie disponible. Intuitivement, on conçoit que ce poids grandissant dans la consommation énergétique des infrastructures et superstructures partagées entre les individus d'une société développée pourrait être mesuré en comparant consommation totale et consommation directe des ménages. Actuellement, cette dernière ne représente en gros que 35 à 40 % de la consommation totale (précisément 36 % pour l'électricité en France en 2019), alors que chez les chasseurs-cueilleurs elle représente la quasi-totalité.

La dynamique de l'évolution cosmique (cf. par exemple E. Chaisson [1]) et de la sélection naturelle au sein du vivant a incité certains chercheurs, à la suite des intuitions de Lotka (1922) [2], à rechercher un principe supplémentaire permettant de donner une base physique aux observations. (On pourra par exemple se reporter aux travaux de Martyushev [3] qui a proposé un principe de production maximale d'entropie, et à la discussion de Herrmann-Pillath [4] pour en savoir plus sur ce domaine de recherches). Mais même sans avoir à se fonder sur un tel principe, les observations

montrent clairement qu'aussi bien une plante, un animal ou une société humaine ne peut se maintenir s'il reçoit trop peu (eau, nourriture, énergie) de son environnement, ou trop !

La transposition des contraintes imposées par la thermodynamique, à une société humaine permet de comprendre que pour se maintenir et se développer cette société ne doit consacrer qu'une fraction de ses ressources énergétiques à l'obtention de ces mêmes ressources. Il a pu ainsi exister des sociétés de chasseurs-cueilleurs qui ont pu connaître une relative « abondance [5] » lorsque cette fraction était faible. Mais c'est surtout pour cela que le charbon puis le pétrole et le gaz ont permis l'essor de nos sociétés industrielles. Ces sources d'énergie ont progressivement été utilisées de préférence à la biomasse, car elles renferment deux à trois fois plus d'énergie par unité de masse^(b). La densité énergétique est cruciale, particulièrement pour des usages mobiles. La notion de taux de retour énergétique, mesurée par l'EROI (de l'acronyme anglais "Energy Return On Investment") constitue l'un des principaux critères physiques à utiliser pour évaluer des sources d'énergie ou des systèmes énergétiques complets. Elle sera discutée dans l'article suivant de G. Bonhomme et J. Treiner (p. 24). L'application de ce concept à une société a été étudiée par Lambert et Hall [6] qui définirent un EROI sociétal.

- 1• E. J. Chaisson, "Energy Flows in Low-Entropy Complex Systems", *Entropy*, **17** (2015) 8007-8018.
- 2• A. J. Lotka, "Contribution to the Energetics of Evolution", *PNAS*, **8**(6) (1922) 147-151, et "Natural Selection as a Physical Principle", *PNAS*, **8**(6) (1922) 151-154.
- 3• L.M. Martyushev et V.D. Seleznev, "Maximum entropy production principle in physics, chemistry and biology", *Physics Reports* **426** (2006) 1-45.
- 4• C. Herrmann-Pillath, "Energy, growth, and evolution: Towards a naturalistic ontology of economics", *Ecological Economics* **119** (2015) 432-442.
- 5• M. Sahlins, *Âge de pierre, âge d'abondance - L'économie des sociétés primitives*, Gallimard, (1976), 420 p. (ISBN 978-2-07-029285-1).
- 6• J. G. Lambert et al., "Energy, EROI and quality of life", *Energy Policy*, **64** (2014) 153-167.
- 7• R. Kümmel, *The Second Law of Economics: Energy, Entropy, and the Origins of Wealth*, Springer, Berlin (2011), ISBN 978-1-441-99364-9
- 8• R.U. Ayres et B. Warr, *The Economic Growth Engine: How Energy and Work Drive Material Prosperity*, Edward Elgar Publishing (2009).
- 9• R. Kümmel et D. Lindenberger, "How energy conversion drives economic growth far from the equilibrium of neoclassical economics", *New Journal of Physics* **16** (2014) 125008.
- 10• H. Safa, "The Impact of Energy on Global Economy", *Int. Journal of Energy Economics and Policy*, **7**(2), (2017) 287-295.
- 11• H. Safa, "Heat recovery from nuclear power plants", *Electrical Power and Energy Systems*, **42** (2012) 553-559.

>>>

sans limitations par du travail humain ! Des approches partant de modèles analogues mais opérant une maximisation sous contraintes (c'est-à-dire prenant en compte les contraintes physiques et technologiques qui restreignent la liberté de choix des facteurs de production), aboutissent à des résultats totalement différents montrant en particulier que l'élasticité pour le facteur énergétique est de l'ordre de 60 % à 70 % (cf. Ayres [8], Kümmel et Lindenberger [9]), en plein accord cette fois avec les données empiriques.

Ce résultat a été confirmé (cf. Safa [10]) par une évaluation directe de l'influence de l'énergie sur les activités entrant dans la constitution du PIB. Il s'agit certainement d'un travail plus fastidieux et plus long que celui qui consiste à dériver les valeurs optimales à partir d'une simple équation de régression linéaire, mais dont l'intérêt indéniable est de fournir également des informations détaillées supplémentaires sur l'impact énergétique pour chaque activité ou secteur.

Ces résultats permettent de comprendre l'origine de l'illusion que la croissance du PIB pourrait être découplée de la consommation d'énergie. De fait, et de façon plutôt évidente, le découplage apparent observé provient du glissement constaté au cours des dernières décennies des emplois depuis les secteurs de la production industrielle et de l'agriculture vers les services, tandis que la production était progressivement délocalisée vers des pays à bas cout de main-d'œuvre. Cela a réduit le cout des produits, ainsi que leur cout énergétique, de sorte que leur contribution au PIB a diminué. En conséquence, on a pu observer corrélativement une forte augmentation du PIB par quantité d'énergie employée, donc de l'efficacité énergétique.

Énergie et lutte contre le changement climatique

La réduction des gaz à effet de serre

La combustion de ressources fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) libère du dioxyde de carbone dans l'atmosphère terrestre. Cette pollution

d'origine énergétique est le principal contributeur aux gaz à effet de serre (GES) qui affectent lentement mais sûrement notre climat. L'effet de serre va induire un réchauffement de l'atmosphère qui pourrait potentiellement conduire à des événements catastrophiques incontrôlables sur notre planète dans le courant du siècle. Nous devons absolument atténuer cette menace par une réduction forte et délibérée de nos émissions de GES. Compte tenu de l'impact de l'énergie sur l'économie décrit précédemment, la mise en place préconisée par certains économistes d'une taxe carbone pour réduire le recours aux combustibles fossiles pourrait à la fois ne pas être économiquement supportable ni compatible avec les besoins énergétiques d'une large part de l'humanité dans les pays en développement.

En effet, selon les projections des différents scénarios issus d'agences ou d'organismes gouvernementaux et pétroliers, on peut estimer que la demande mondiale en énergie primaire en 2040 sera d'environ 18 000 Mtep, soit 200 000 TWh. On retrouve d'ailleurs ce nombre, en conservant la moyenne de consommation mondiale actuelle par habitant de 60 kWh/j étendue à une population de 9 milliards.

L'énorme défi devant lequel nous nous trouvons est donc celui de trouver des solutions techniques économiquement viables permettant une réduction drastique du recours aux ressources fossiles sans pour autant restreindre la satisfaction des besoins en énergie. L'Union européenne prévoit pour sa part de respecter les accords de Paris sur le climat en visant la neutralité carbone en 2050.

Les innovations technologiques comme leviers de la transition

Une réduction forte et décisive des émissions de GES en quelques décennies ne sera possible que si l'on passe volontairement du bouquet énergétique actuel, qui repose principalement sur les combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), à des énergies non émettrices de gaz à effet de serre, comme l'hydroélectricité, le nucléaire et les énergies renouvelables. Ceci implique certainement



un recours accru à l'électricité dans les usages finaux (elle n'en couvre actuellement en Europe que 23 %), à condition bien sûr que la production d'énergie électrique soit elle-même décarbonée, ce qui est loin d'être le cas pour tous les pays européens. L'Union européenne prévoit ainsi une croissance de 53 % de la consommation d'électricité à l'horizon 2050. Les usages finaux, qui reposent majoritairement sur les ressources fossiles, concernent d'une part des besoins en chaleur pour le résidentiel et le tertiaire et d'autre part le secteur des transports.

Deux pistes d'innovations technologiques pourraient ouvrir la voie à une véritable transition énergétique : le passage aux véhicules électriques pour le transport routier et la récupération de la chaleur perdue, dite fatale, des centrales électriques [11] pour les logements, les centres d'affaires et les processus industriels. Nous allons donner ici un aperçu de ces deux technologies majeures de rupture.

Cogénération et production de chaleur décarbonée

Une part importante des besoins en énergie est la chaleur, et ces besoins correspondent pour 65 % d'entre eux à une chaleur à basse température, c'est-à-dire inférieure à 120°C. Or, pour des raisons liées aux lois de la thermodynamique, le processus de conversion d'énergie primaire en énergie électrique génère aussi, dans des proportions dépendant de la température de la source chaude, d'énormes quantités de chaleur fatale (en 2018, sur les 5,48 Gtep d'énergie d'entrée alimentant l'ensemble des centrales électriques dans le monde, 2,84 Gtep ont été gaspillées !). On gagnerait à récupérer cette énergie perdue pour satisfaire une partie de nos besoins en chaleur, sous réserve que la température à laquelle se fait la récupération puisse alimenter des réseaux de chaleur au lieu de réchauffer l'atmosphère, l'eau des rivières ou encore la mer. C'est le principe de la cogénération, à laquelle un article de M. Leurent et H. Safa est consacré dans la seconde partie (p. 73).

Électrification des transports

Aujourd'hui, le transport est fortement dépendant des ressources pétrolières puisque 92,3 % de l'énergie mondiale utilisée pour le transport est constituée de produits pétroliers. La raison en est la très forte densité énergétique des combustibles liquides (11600 Wh/kg). Le recours à l'électricité, soit direct par utilisation de moteurs électriques alimentés soit par des batteries électrochimiques, soit par des piles à combustibles à hydrogène, pourrait ouvrir des pistes en dépit de verrous technologiques ou économiques spécifiques qui seront discutés dans la troisième partie.

Notons simplement à ce stade que la piste de l'hydrogène produit par électrolyse pour remplacer les carburants fossiles conduirait, pour avoir une influence notable, à une énorme augmentation des besoins en énergie électrique. En effet, la substitution envisagée par la France à l'horizon 2050 de l'hydrogène aux ressources fossiles, à hauteur de 20 % de la consommation d'énergie finale nécessiterait une production annuelle de l'ordre de 10 millions de tonnes. La production par électrolyse demanderait de l'ordre de 500 TWh d'énergie électrique, c'est-à-dire autant que la consommation annuelle actuelle.

Conclusion

Bien que l'énergie ne pèse qu'entre 2 et 7 % du PIB dans les pays développés occidentaux, son importance est cruciale dans toutes les activités de nos économies modernes, car elle affecte plus de 60 % des coûts de production en France. Ce rôle vital de l'énergie est bien sûr en parfait accord avec les lois de la nature et de la thermodynamique, qui s'appliquent aussi aux êtres vivants et aux sociétés humaines. L'évaluation de la contribution de l'énergie à l'évolution du PIB démontre que son poids réel dans l'économie est tel que la substitution, ou bien de capital (pour augmenter par exemple l'efficacité énergétique), ou bien de main d'œuvre, ne peut pas suffire. C'est donc bien une illusion dangereuse que de croire que nous pourrions maintenir une société à haut niveau de services tout en réduisant drastiquement la consommation d'énergie et de ressources. L'énorme défi à relever, dans de courts délais à cause de l'urgence climatique, est de mettre en œuvre des solutions décarbonées économiquement viables limitant autant que possible l'impact sur l'environnement, c'est-à-dire les rejets de déchets polluants et les besoins en ressources minérales. Des percées technologiques sont essentielles pour faciliter la transition énergétique des combustibles fossiles vers des sources sans carbone. ■

(a) L'invention de l'agriculture a permis un saut d'environ un facteur 1000 dans la quantité moyenne de ressources (nourriture pour les hommes et les animaux d'élevage) qui est passée ainsi de la gamme du kWh/ha/an à celle du MWh/ha/an. La consommation actuelle d'énergie en Europe avec une densité de population de 1,14 hab/ha correspond à 40 GWh/ha/an. (Remarque : la production d'électricité éolienne est de l'ordre de 40 MWh/ha/an).

(b) Le pétrole fournit 11600 Wh/kg, à comparer aux 2000 à 4000 Wh/kg de la biomasse selon son taux d'humidité.

(c) L'IDH est fondé sur une pondération entre PIB, niveau d'éducation et niveau de santé. Il a été développé en 1990 par l'économiste indien Amartya Sen, prix Nobel d'économie, et l'économiste pakistanais Mahbub ul Haq. Pour connaître les détails de la composition de l'indice de développement humain consulter le site des Nations unies à l'adresse suivante : <https://cutt.ly/human-development-index>

(d) En économie, une fonction de production exprime sous forme d'équation la relation entre les facteurs de production K, L, E (capital, travail, énergie) d'une organisation et la quantité produite. La forme dite de Cobb-Douglas, $Y_{cp} = Y_0 K^{\alpha} L^{\beta} E^{\gamma}$, de la fonction de production est obtenue à partir de deux hypothèses : (i) Y est une fonction d'état doublement différentiable, où les élasticités α, β et γ doivent satisfaire aux relations de Maxwell ; (ii) Y est une fonctionnelle linéaire homogène, ce qui découle par exemple de la condition qu'un doublement du système de production, par doublement de chacun des facteurs de production, conduise à un doublement de la production. Mais cette solution suppose une complète substituabilité des facteurs de production, c'est-à-dire que l'on pourrait par exemple remplacer totalement l'énergie par de la main d'œuvre (cf. R. Kümmel *et al.*, *New Journal of Physics* **16** (2014) 125008).

Le taux de retour en énergie (EROI)

et son importance dans l'évaluation des performances des systèmes énergétiques

Gérard Bonhomme⁽¹⁾ (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr) et **Jacques Treiner**⁽²⁾ (jtreiner@orange.fr)

(1) Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine, 2 allée André Guinier, 54000 Nancy

(2) Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project

Satisfaire les besoins en énergie de nos sociétés, dans un contexte de lutte contre le réchauffement climatique et de perspectives d'épuisement des stocks de combustibles fossiles et de ressources minérales, requiert de mettre en œuvre des solutions alternatives à bas carbone.

Le cout du MWh est sans doute un critère utile, mais des critères physiques sont indispensables pour évaluer les solutions technologiques et les scénarios énergétiques envisageables.

Le principal de ces critères fondés sur des grandeurs physiques est le « taux de retour énergétique » (EROI), qui mesure l'efficacité d'un système à fournir à la société une énergie utile pour les secteurs d'activités autres que le secteur énergétique lui-même. D'autres aspects doivent aussi être considérés, comme la disponibilité des ressources, les surfaces mobilisées, les besoins en minéraux, les risques industriels et les impacts sur l'environnement et la santé.

Les sociétés humaines sont soumises, pour ce qui concerne la gestion de leur approvisionnement énergétique, à des contraintes analogues à celles des individus vis-à-vis de leur nourriture. Pour se maintenir et se développer, une société ne doit consacrer qu'une fraction de ses ressources énergétiques à l'obtention de ces mêmes ressources. L'essor de nos sociétés industrielles n'a été rendu possible que par l'utilisation de ressources énergétiques comme le charbon et le pétrole, qui ont multiplié les capacités de transformation de la matière, tout en ne consacrant qu'une faible

partie de l'énergie à l'obtention de ces ressources. L'évaluation de l'accès à des ressources énergétiques permettant d'assurer le bon fonctionnement de nos sociétés complexes, nécessite de s'appuyer sur des critères fondés sur des grandeurs physiques objectives. La seule prise en compte de critères économiques à court terme est insuffisante et souvent trompeuse.

Le premier point à considérer est donc celui de la quantité d'énergie dont une société peut disposer, compte tenu de l'autoconsommation du secteur énergétique lui-même. Le concept d'EROI ("Energy Return on

Investment" ou en français « Taux de retour en énergie ») introduit ci-dessous permet une approche physique de ce point fondamental. Pour autant, il ne rend pas compte en tant que tel d'autres aspects essentiels, dont les potentiels et la disponibilité des ressources au regard des besoins à satisfaire. Ces aspects et leur impact en retour sur l'EROI seront abordés ; les autres critères à considérer, comme les besoins en minéraux, les risques industriels et sanitaires, et les impacts sur l'environnement, ne seront qu'évoqués ici car ils font l'objet d'articles spécifiques dans la cinquième partie.

Taux de retour en énergie (EROI)

Définition et méthodologie

Pour survivre dans un environnement donné, tout animal doit être capable de fournir, à travers son métabolisme, l'énergie associée au travail qu'il lui a fallu dépenser pour acquérir sa nourriture et celle de ses petits, au travail associé à différentes activités vitales (battements du cœur, respiration, reproduction, nid, terrier, etc.), à la chaleur associée au maintien de sa température (s'il est à sang chaud) et à l'énergie chimique associée au renouvellement de ses cellules. Il a d'autant plus de possibilités à se livrer à l'ensemble des activités vitales que la fraction de l'énergie musculaire dépensée pour acquérir la nourriture est faible, et ceci dépend non seulement des performances intrinsèques de l'organisme, mais aussi de l'abondance de la nourriture et de la facilité à l'obtenir.

C'est justement dans le cadre de l'écologie qu'a été introduite une grandeur mesurant le rapport entre l'énergie mise à la disposition du métabolisme (nourriture) et l'énergie investie pour l'obtenir à partir de l'environnement. Dans le cas du métabolisme humain, on peut comprendre ainsi que la dépense énergétique d'un groupe de chasseurs-collecteurs ait pu varier dans d'assez grandes proportions, selon qu'il suffisait à ses membres de tendre les bras pour collecter une nourriture abondante, ou que ceux-ci aient dû au contraire parcourir de vastes distances pour chasser un rare gibier.

De façon plus générale, et pour n'importe quel système énergétique, il est intéressant de considérer le rapport de l'énergie mise à disposition E_{out} à l'énergie investie pour l'obtenir E_{in} . Ce rapport sans dimension est appelé EROI, de l'acronyme anglais "Energy Return On Investment", ou encore parfois EROEI "Energy Returned on Energy Invested", ou encore TRE en français (« Taux de Retour Énergétique »):

$$EROI = E_{out} / E_{in}$$

L'EROI mesure la capacité pour un système d'extraire de l'énergie utilisable à partir de son environnement, ce qu'il ne faut surtout pas confondre

avec son efficacité à convertir la chaleur obtenue, en brûlant un combustible (nourriture), en d'autres formes d'énergie, en particulier en énergie mécanique, et que mesure son rendement thermodynamique. Les êtres vivants ou les systèmes thermodynamiques sont envisagés ici comme multiplicateurs d'énergie (ou plutôt d'exergie^(a)), le facteur amplificateur étant défini par l'EROI.

Si l'on raisonne à l'échelle de la société entière, E_{out} désigne l'énergie primaire totale mise à disposition en investissant l'énergie E_{in} , qui représente l'autoconsommation du secteur énergétique. De là, on peut exprimer la fraction d'énergie nette restant disponible pour d'autres usages que la production d'énergie par la relation :

$$(E_{out} - E_{in}) / E_{out} = 1 - (1 / EROI)$$

La variation de l'énergie disponible (en pourcents) en fonction des EROI décroissants est représentée sur la figure 1. Elle manifeste une décroissance très rapide en-deçà d'un EROI voisin de 5, d'où l'introduction du terme de « falaise de l'énergie », traduisant le fait que si l'EROI passe en dessous de 5, il ne reste que très peu d'énergie disponible pour satisfaire d'autres besoins que ceux de la recherche d'énergie elle-même^(b).

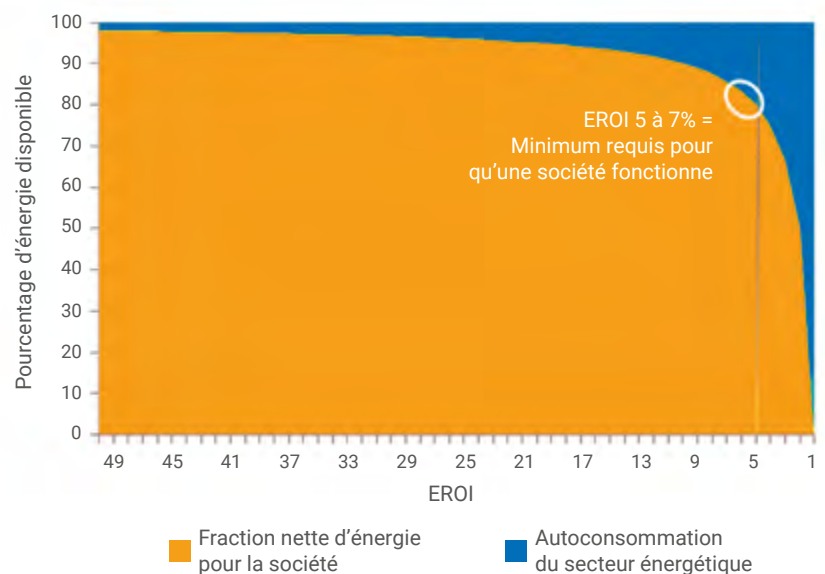
Comment utiliser ce concept d'EROI pour caractériser les systèmes énergétiques mis en œuvre dans nos sociétés ?

Le premier exemple d'utilisation concerne le cas de l'approvisionnement en combustibles fossiles. Le cas particulier du pétrole et du coût énergétique de son extraction sert même de référence. Cet exemple permet aussi d'illustrer les diverses façons de caractériser un système énergétique par la notion d'EROI.

- *EROI standard* ($EROI_{st}$). C'est, en sortie de puits, le rapport du nombre de tonnes de pétrole extrait à l'équivalent énergétique, en tonne-équivalent pétrole (tep), dépensé pour son extraction. Ainsi, dans les meilleures années de l'extraction pétrolière ce nombre était de l'ordre de 100:1. Aujourd'hui, l'EROI du pétrole est de l'ordre de 30:1, et il tombe en dessous de 10:1 pour les sables bitumineux.

- *EROI point d'utilisation* ($EROI_{pu}$). Le pétrole brut n'est pas utilisable en tant que tel. Il convient de le transporter jusqu'à une raffinerie (d'où un coût énergétique investi), de le raffiner (autre coût investi), puis de le transporter jusqu'à un réseau de distribution (troisième coût investi). L'énergie investie est donc supérieure au cas précédent, si bien que $EROI_{pu} < EROI_{st}$.

>>>



1. Falaise du taux d'énergie disponible pour les autres usages que sa propre production. (Source : E. Mearns, <https://cutt.ly/eroei-for-beginners>).

L'EROI au cours du temps et selon la géographie

L'EROI d'une ressource énergétique varie au cours du temps. La disponibilité de la ressource, son abondance et les progrès technologiques affectent à la fois le numérateur E_{out} et le dénominateur E_{in} . La question se pose différemment pour les énergies de stock et les énergies de flux (voir l'article de J. Treiner, p. 9).

Concernant les combustibles fossiles, l'analyse de séries longues est rendue difficile par manque de données techniques permettant d'effectuer une comptabilité en termes purement énergétiques. Une approche consiste alors à prendre les coûts monétaires (les prix) comme bonne représentation des coûts énergétiques. L'idée est que toute dépense énergétique correspond à des transformations de la matière, ces transformations mettant en jeu du travail et du capital qui ont une valeur monétaire. Cette approche contient évidemment des biais, associés notamment à tout mouvement purement spéculatif qui introduit des fluctuations non significatives du point de vue énergétique.

Une analyse récente [1] présente différentes façons de lisser ces fluctuations de manière à dégager des tendances fortes. Elle indique que l'EROI du pétrole et celui du gaz sont passés par leurs maximums respectifs dans les années 1930 et 1940, avec des valeurs respectives de 50:1 et 150:1, mais que celui du charbon est toujours croissant. Ces tendances doivent être mises en corrélation avec la production annuelle de ces ressources : on s'attend en effet à ce qu'au début de l'exploitation, la découverte de nouveaux gisements et la maîtrise progressive de leur extraction fassent croître l'EROI, mais qu'avec l'épuisement d'une ressource de stock, l'extraction soit de plus en plus difficile, que les gisements soient moins riches, et exigent la mise en œuvre de techniques de plus en plus coûteuses, ce qui fait décroître l'EROI.

Pour les énergies de flux, qui sont bien inépuisables, la variabilité de l'EROI se pose non seulement en termes de progrès technologique mais également en termes de disponibilité géographique et de capacité à répondre à la demande.

Deux études détaillées récentes [2, 3] s'intéressent à la disponibilité et à la qualité des ressources pour l'éolien et le solaire selon les localisations géographiques. On s'attend naturellement à ce que l'EROI varie en fonction du flux disponible selon la localisation. En utilisant un maillage complet de la surface terrestre et en prenant en compte les potentiels et les surfaces disponibles par cellule, les auteurs obtiennent les quantités d'énergie accessibles. Dans le cas particulier de la production d'électricité à partir du flux solaire, les auteurs obtiennent pour les différentes technologies (solaire photovoltaïque et solaire à concentration) les quantités d'énergie accessibles par plage d'EROI. Au niveau mondial, avec une surface disponible de l'ordre de 5 % de la surface totale des terres, le potentiel photovoltaïque maximum accessible avec un EROI supérieur à 9 s'élève à $184 \cdot 10^{18}$ J/an, soit 51 150 TWh, dont 67 % pour l'Afrique et ... 0 % pour l'Europe (à comparer aux quelques 27 000 TWh d'énergie électrique consommée aujourd'hui dans le monde). Or l'EROI calculé par les auteurs est déjà nécessairement surévalué, car il ne prend pas en compte les dépenses énergétiques du stockage. Le résultat pour l'Europe est particulièrement significatif : en considérant des valeurs d'EROI aussi petites que 4, le potentiel maximum pour le solaire photovoltaïque se monte à 10^{19} EJ/an, soit 2780 TWh/an, (à comparer à la consommation électrique annuelle actuelle de 3330 TWh). Ce résultat correspond bien à ceux de Prieto & Hall [4] et de Weissbach *et al.* [5] (sans stockage), comme on va le voir ci-dessous.

Un autre exemple est donné par la biomasse. Son utilisation pour la production d'électricité est considérée dans le paragraphe suivant. Mais une approche plus pertinente, au regard de son utilisation depuis l'invention de l'agriculture (et du stockage des ressources), tient compte des usages majoritaires de la biomasse dans le monde : nourriture et source de chaleur. On trouvera des analyses intéressantes des taux de retour en énergie pour différents types de pratiques agricoles dans les travaux récents de Carl Jordan [6] et de S. Harchaoui et P. Chatzimpiros [7].

EROI des sources d'énergie électrique

Avec la part de plus en plus importante prise par l'électricité, il convient de se demander comment adapter le concept d'EROI à des sources électrogènes, de façon à pouvoir les comparer.

Dans ce cas, on choisira pour E_{out} l'énergie électrique produite. Il s'agit donc ici de l'EROI standard.

Précisons à ce niveau la nécessité de prendre en compte une différence fondamentale entre les sources pilotables que sont les centrales thermiques traditionnelles, et les sources électrogènes non pilotables comme les éoliennes ou les parcs photovoltaïques. La puissance électrique variable délivrée au cours du temps ne peut être prise en compte pour constituer l'énergie utilisable que si elle répond à tout instant à une demande du réseau. La situation peut être comparée à celle d'un être vivant qui, dans un environnement donné, ne serait pas en mesure de collecter sa nourriture à un rythme correspondant aux besoins de son métabolisme. En l'absence de possibilités de stockage, une partie de la nourriture collectée serait irrémédiablement perdue, avec une incidence majeure sur l'EROI.

Notons cependant que la capacité d'un réseau électrique à intégrer en temps réel la production de sources intermittentes non pilotables dépend du taux de pénétration de ces sources. On peut reprendre la comparaison précédente. Un agriculteur-éleveur peut profiter occasionnellement des ressources en gibier offertes par la forêt voisine, évitant par là même de puiser dans ses réserves.

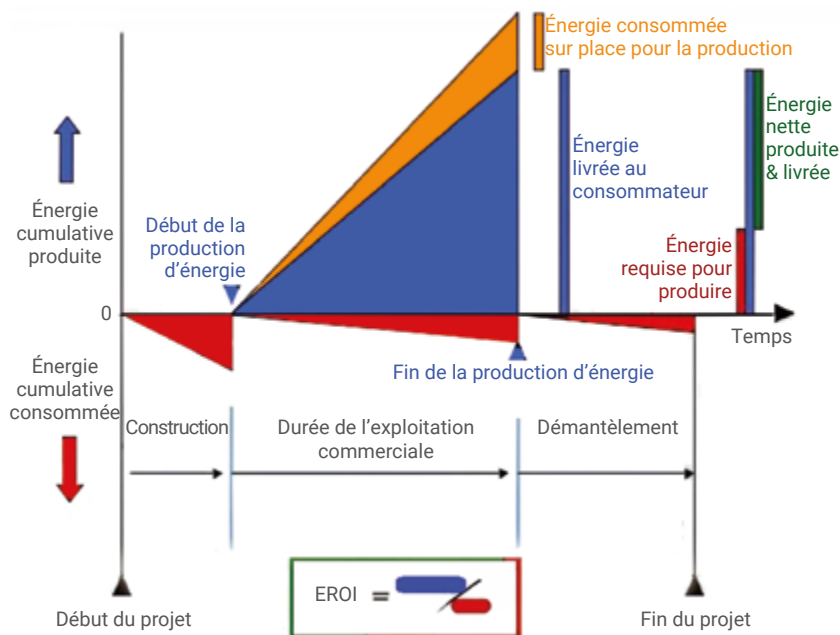
Les calculs doivent être faits pour l'ensemble du cycle de vie de l'installation, tel qu'illustré par la figure 2. Il est nécessaire de prendre en compte les coûts énergétiques de la construction de l'installation, de son fonctionnement et de sa maintenance, ainsi que de son démantèlement. On comprend aisément que la durée de vie de l'installation soit déterminante dans la qualification de l'EROI final. On notera que la notion souvent utilisée de *temps de retour en énergie* ne mesure que le temps nécessaire pour que l'installation ait fourni, lors

de son fonctionnement, l'énergie investie dans sa construction.

L'évaluation de ces différents coûts énergétiques, qui implique de définir ceux de l'extraction, de la mise en œuvre des matériaux et de l'auto-consommation de l'installation, est une tâche ardue. Cette part est représentée en rouge et en orange dans la phase d'exploitation commerciale (fig. 2). L'étude complète a été effectuée par une équipe de physiciens allemands [5] et un résumé de ses résultats sera présenté dans la section suivante. Compte tenu de la difficulté à déterminer de façon purement physique chaque coût énergétique, nombre d'auteurs, utilisant le fait que les prix jouent un rôle comparable à celui de l'énergie en tant que mesure universelle des transformations de la matière, associées à la création de biens et de services, évaluent les différents termes impliqués dans le calcul des énergies d'entrée et de sortie à partir de leurs équivalents en coûts monétaires. Cela conduit à des difficultés de comparaison, surtout si le lien entre coûts monétaires et

coûts énergétiques est établi en termes d'énergie primaire.

En outre, l'examen précis des limites du système à considérer fait d'ailleurs apparaître une différence fondamentale entre les énergies de stock et les énergies de flux. Pour les énergies de stock, alimentant des sources pilotables, les équipements auxiliaires qui consomment une partie de l'énergie produite par l'installation sont pour l'essentiel ceux utilisés pour l'extraction minière et en plus, lorsqu'il s'agit de combustible nucléaire, les dispositifs d'enrichissement. Pour les énergies de flux, il faut en outre prendre en compte, comme équipement auxiliaire, les dispositifs de stockage nécessaires pour que l'énergie électrique délivrée réponde vraiment à une demande sociétale : les réseaux électriques fonctionnent en effet avec de la puissance *garantie*, et non avec de la puissance *intermittente*. Cette prise en compte n'est pas toujours faite, alors que son incidence sur l'EROI est, comme on va le voir, tout sauf négligeable. >>>



2. Schéma simplifié pour l'analyse du cycle de vie d'un système énergétique.



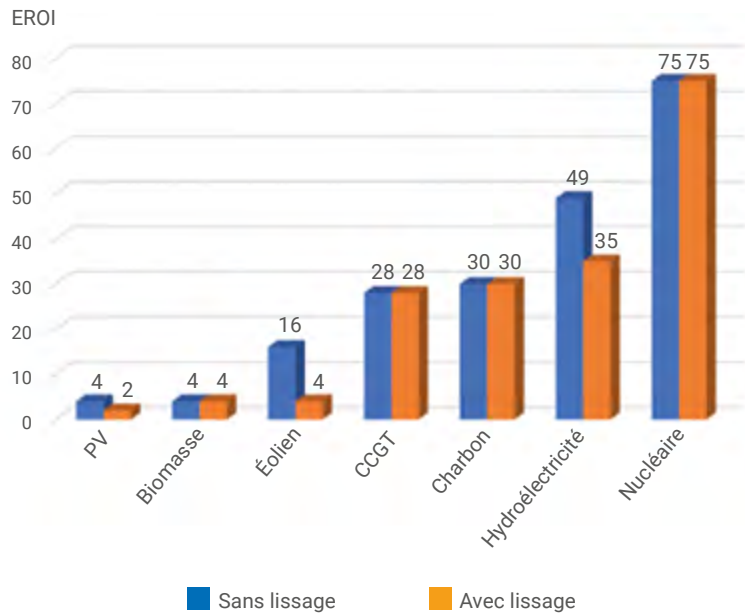
- 1• V. Court et F. Fizaine, "Long-Term Estimates of the Energy-Return-on-Investment (EROI) of Coal, Oil, and Gas Global Productions", *Ecological Economics* **138** (2017) 145–159 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.03.015>).
- 2• E. Dupont et al., "Global available wind energy with physical and energy return on investment constraints", *Applied Energy* **209** (2018) 322-338. (<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.085>).
- 3• E. Dupont et al., "Global available solar energy under physical and energy return on investment constraints", *Applied Energy* **257** (2020) 113968, (<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113968>).
- 4• P. Prieto et C. Hall, *Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment*, Springer (2013).
- 5• D. Weissbach et al., "Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants", *Energy* **52** (2013) 210-221 (<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>); "Energy intensities, EROI (energy returned on invested), for electric energy sources", *EPJ Web of Conferences* **189** (2018) 00016 (<http://doi.org/10.1051/epjconf/201818900016>).
- 6• C.F. Jordan, "The Farm as a Thermodynamic System: Implications of the Maximum Power Principle", *Biophys Econ Resour Qual* (2016) 1:9. (doi:10.1007/s41247-016-0010-z).
- 7• S. Harchaoui et P. Chatzimpiros, "Energy, Nitrogen, and Farm Surplus Transitions in Agriculture from Historical Data Modeling. France, 1882-2013", *Journal of Industrial Ecology* **232** (2018) 412-425. (doi: 10.1111/jilec.12760).
- 8• I. Capellán-Pérez et al., "Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies", *Energy Strategy Reviews* **26** (2019) 100399 (<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100399>).
- 9• C. de Castro et I. Capellán-Pérez, "Standard, Point of Use, and Extended Energy Return on Energy Invested (EROI) from Comprehensive Material Requirements of Present Global Wind, Solar, and Hydro Power Technologies", *Energies* **13** (2020) 3036 (doi:10.3390/en130123036).
- 10• O. Vidal et al., "Metals for a low-carbon society", *Nature Geoscience* **6** (2013) 894-896.

Résultats et discussion

Nous rapportons ici (fig. 3), les résultats obtenus par Weissbach *et al.* En dépit d'inévitables marges d'incertitude, ces résultats fournissent des indications fiables pour les principaux systèmes électrogènes : centrales thermiques alimentées en combustibles carbonés fossiles, à partir de la biomasse, ou en combustible nucléaire ; installations convertissant directement les flux solaire et éolien en énergie électrique.

On constate pour le solaire et l'éolien l'énorme incidence sur l'EROI de la prise en compte des dispositifs de lissage et d'équilibrage entre demande et production électrique (stockage de l'énergie ou puissance de soutien, par exemple centrales à gaz). On notera à ce sujet la différence d'ordre de grandeur entre les fluctuations de la demande journalière d'électricité (typiquement de l'ordre de 10 % de la puissance moyenne appelée) et les fluctuations de la production des sources intermittentes, qui sont de l'ordre de la puissance moyenne délivrée (éolien), voire de la puissance installée (solaire PV). C'est ce qui motive de tenir compte des dispositifs de lissage. On remarque aussi sans surprise que plus les sources sont diffuses, plus l'EROI est faible. Quant au nucléaire, on pourrait s'attendre à une valeur de l'EROI encore plus élevée compte tenu de la concentration de cette forme d'énergie. Cette limitation de l'EROI tient essentiellement au coût énergétique élevé de l'enrichissement de l'uranium, joint au faible taux d'utilisation du combustible dans les réacteurs actuels.

La faible performance du solaire photovoltaïque pourrait interroger. Elle fait du reste l'objet d'âpres débats, mais les valeurs obtenues par Weissbach *et al.* [5] (pour l'Allemagne), sont *in fine* comparables à celles de Prieto et Hall [4] (pour l'Espagne), obtenues en utilisant une méthodologie différente. Une comparaison détaillée des deux approches a été effectuée, ce qui est rendu difficile compte tenu de la variété des hypothèses faites, en particulier concernant les conditions aux limites considérées et la prise en compte ou non de la



3. EROI des principales technologies de production d'énergie électrique [2, 3].

Pour les sources pilotables, les valeurs lissées et non lissées sont identiques. Pour les sources intermittentes, on tient compte du stockage de l'énergie permettant d'obtenir une production régulière et en équilibre avec la demande.

CCGT ("Combined Cycle Gas Turbine") correspond aux centrales à gaz à cycle combiné. Dans le cas de l'hydroélectricité dite au fil de l'eau considérée par les auteurs, la valeur lissée correspond à la mise en place de STEPs (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage, voir p. 119). Pour le nucléaire, on considère une durée de vie de 60 ans et un enrichissement par centrifugation.

gestion de l'intermittence. En effet, les résultats d'analyses limitées à un panneau photovoltaïque unique, bien qu'intéressantes pour comparer des technologies, ne sauraient être directement comparées à celles qui considèrent l'installation dans son ensemble, y compris son intégration dans le réseau électrique.

EROI sociétal^(d)

Il est possible d'obtenir une estimation d'un EROI sociétal à partir du poids du secteur de l'énergie dans la formation du Produit Intérieur Brut (PIB). Pour les pays de l'OCDE, ce poids est environ 7 %. Son inverse donne une valeur entre 14:1 et 15:1. Si l'on pondère cette valeur par le rapport entre énergie primaire et énergie finale qui, en France, est de 1,9, cela conduit à un EROI sociétal de 7,5:1. Cette valeur est très inférieure aux valeurs de l'EROI des sources d'énergie, majoritairement fossiles. Cette différence s'explique par le fait que l'EROI sociétal tient compte des systèmes nécessaires pour que l'énergie soit

utilisable par les consommateurs, contrairement à l'EROI standard.

Le faible poids du secteur énergétique dans la formation du PIB ne doit pas être pris pour une indication de sa faible importance économique. En effet, l'énergie ne constitue pas un domaine à part, elle intervient dans tous les secteurs d'activité, puisqu'elle en mesure les capacités de production (voir l'article de G. Bonhomme et H. Safa, p. 18).

Un aspect à ne pas négliger est l'impact de l'EROI des sources utilisées, et de son évolution temporelle, sur la consommation totale d'énergie. En effet plus l'EROI de ces sources sera bas et plus il faudra augmenter la production d'énergie totale de façon à maintenir la quantité d'énergie nette destinée à couvrir les services énergétiques dont la société a besoin. Deux études récentes [8, 9] examinent ceci dans le cadre des scénarios élaborés pour substituer des ressources renouvelables aux combustibles fossiles dans la production d'énergie électrique.



Les autres critères d'analyse

Passons rapidement en revue les autres critères qu'il est indispensable de considérer pour caractériser les systèmes énergétiques et qui, à ce titre, feront l'objet d'articles spécifiques dans ce numéro.

Les ressources minérales

La question du prélèvement des ressources naturelles se pose très différemment pour les énergies de stock et les énergies de flux. Dans le premier cas, il s'agit de l'approvisionnement en combustible lui-même (carboné ou nucléaire), alors que dans le second cas, il s'agit des ressources minérales nécessaires à la fabrication des dispositifs de captation et conversion des flux (solaire ou éolien pour l'essentiel). Ces flux sont bien inépuisables, mais les installations

qui permettent de les convertir en énergie électrique mobilisent de nombreuses ressources en matériaux [10], d'autant plus importantes en quantité qu'il s'agit d'énergies à faible intensité. Ce problème crucial des ressources minérales — qui constituent des stocks épuisables — fait l'objet d'un article spécifique dans la cinquième partie de ce numéro (p. 144).

Les autres impacts sur l'environnement et les risques pour la santé

Hormis l'impact majeur sur l'environnement constitué par les émissions de gaz à effet serre consécutives à l'utilisation des combustibles fossiles, et motivant à lui seul la nécessité d'une transition vers des procédés décarbonés, il existe d'autres catégories d'impacts associés soit à la mise en œuvre et à l'exploitation des installations et à d'éventuels accidents,

soit à la production de déchets, inhérente à tout type de technologie. Là aussi, un article de la cinquième partie (p. 162) est dédié à l'impact sanitaire de la production et de la consommation d'énergie.

Bien que ne brûlant pas de combustibles carbonés, les renouvelables électrogènes et le nucléaire génèrent aussi des émissions de carbone, en particulier à travers les phases de construction et de démantèlement des installations. Les données de l'ADEME, en accord avec les évaluations au niveau international, sont les suivantes :

- éolien terrestre : taux d'émission de 14,1 g CO₂ eq / kWh ;
- éolien en mer : taux d'émission de 15,6 g CO₂ eq / kWh ;
- solaire photovoltaïque : taux d'émission de 55 g CO₂ eq / kWh.

En comparaison, selon les estimations du GIEC, le nucléaire génère 12 g CO₂ eq/kWh^(e), les centrales au gaz 490 g CO₂ eq/kWh et les centrales au charbon 820 g CO₂ eq/kWh.

Conclusion

De nombreux scénarios de transition énergétique, cherchant à respecter les accords de Paris sur le climat et visant la neutralité carbone pour 2050, ne se fondent que sur les seuls critères de coûts pour la mise en œuvre de sources décarbonées. Nous avons montré dans cet article qu'il est nécessaire de s'appuyer sur des critères physiques objectifs, en premier lieu sur une évaluation à l'aide de l'EROI. Cette question est fondamentale à l'échelle de toute société, car le maintien et le fonctionnement de ses structures et services (éducation, santé, arts, etc...) ne peuvent être garantis que si l'énergie nette — énergie totale disponible diminuée de l'autoconsommation du secteur énergétique — est suffisante. À cet égard, le cas très débattu des énergies renouvelables, en particulier électrogènes, doit être analysé selon ce critère. D'autant que d'autres aspects essentiels doivent être analysés de façon distincte, comme la disponibilité des flux, les surfaces mobilisées et les besoins en ressources minérales. C'est pourquoi des articles spécifiques leur sont dédiés dans ce numéro. ■

(a) L'énergie est la grandeur physique qui permet de quantifier toutes les transformations internes et tous les échanges avec le milieu extérieur pour n'importe quel système thermodynamique. Le concept d'énergie peut donc revêtir des formes très diverses. On connaît bien sûr la différence fondamentale entre chaleur et travail, que justement le concept d'énergie a permis de réunir au début de la construction de la science thermodynamique et de la découverte de ses lois fondamentales (premier et second principes). Le concept d'exergie a été introduit pour prendre en compte la capacité d'une forme donnée d'énergie à être convertie en travail mécanique. L'exergie désigne ainsi la quantité maximale de travail qui peut être récupérée, et de là la qualité d'une forme donnée d'énergie peut être caractérisée par la fraction d'exergie que contient la quantité d'énergie considérée. L'évaluation de cette fraction implique de considérer une transformation thermodynamique. L'énergie stockée dans les combustibles fossiles, et mesurée par l'enthalpie de combustion (pouvoir calorifique inférieur ou supérieur selon l'état de référence), est en principe et idéalement de la pure exergie, qui correspond alors à l'énergie libre de Gibbs, car on peut imaginer sa transformation totale en travail dans un cycle de Carnot, dont le rendement de conversion est donné par $1 - T_c/T_h$, dans la limite d'un rapport de températures infini entre la source froide et la source chaude, ce qui n'est bien entendu jamais le cas dans la réalité. Mais ce contenu en enthalpie ne suffit pas à caractériser la qualité d'une forme d'énergie portée par un vecteur énergétique (électricité, chaleur, etc.). Pour l'électricité il s'agit aussi de pure exergie, mais pour la chaleur, dont seule une partie peut être convertie en travail mécanique dans un cycle thermodynamique, la fraction exergétique est mesurée par le rendement du cycle de Carnot idéal, et dépend évidemment de sa température. (Cf. par exemple V. Court, "An Estimation of Different Minimum Exergy Return Ratios Required for Society", *BioPhysical Economics and Resource Quality* (2019) 4:11, <https://doi.org/10.1007/s41247-019-0059-6>).

(b) Un être vivant convertit une partie de sa ration alimentaire quotidienne en énergie musculaire lui permettant d'agir sur son environnement et ainsi de se déplacer et collecter sa nourriture. Un EROI seuil correspondrait alors à la situation où il devrait mobiliser la totalité de cette énergie musculaire pour la collecte de la nourriture, ce qui ne lui laisserait évidemment aucun surplus. Pour un être humain on trouve, en formant le rapport de la puissance moyenne dissipée de 125 W et environ 25 W de puissance musculaire moyenne, un EROI seuil de $125/25 = 5$. Cela correspond bien sûr dans ce cas à l'inverse du rendement de conversion de l'apport en nourriture en énergie musculaire. Cette valeur minimale montre qu'il existe déjà un seuil essentiel correspondant à la nécessité de satisfaire tous les propres besoins en énergie du métabolisme. Il en va de même pour une société qui doit pouvoir s'alimenter et au-delà assurer au meilleur coût énergétique, sans impacter négativement les besoins de son propre métabolisme, son approvisionnement en énergie et ressources à partir de l'environnement.

(c) Rappelons qu'une masse de matière engagée dans une réaction nucléaire met en jeu une énergie de l'ordre de plusieurs millions de fois supérieure celle d'une même masse engagée dans une réaction chimique.

(d) Une évaluation d'un EROI sociétal à partir de grandeurs physiques nécessiterait, par analogie avec l'énergie musculaire dépensée par un être vivant pour prélever sa nourriture sur son environnement, de comptabiliser toutes les dépenses en exergie effectuées pour extraire de l'environnement les ressources nécessaires pour alimenter les chaudières, construire les installations de captage, de stockage et les infrastructures de distribution de toutes les formes d'énergie prélevée et mise à la disposition de la société. Un seuil absolu pourrait être estimé en considérant que la totalité de l'énergie mécanique et électrique disponible serait consommée par le secteur énergétique, ce qui ne laisserait évidemment rien pour satisfaire d'autres besoins essentiels au fonctionnement de la société.

(e) 6 g CO₂ eq/kWh en France selon les données de l'ADEME.

Les nouveaux défis de la politique énergétique française

Jacques Percebois¹ (jacques.percebois@umontpellier.fr)
et Stanislas Pommeret² (stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr)

(1) UMR CNRS Art-Dev, Université de Montpellier (CREDEN), Espace Richter, CS 79606, 34960 Montpellier Cedex 2

(2) Société Chimique de France, 28 rue Saint Dominique, 75007 Paris

La France doit aujourd'hui affronter trois nouveaux défis dans la mise en œuvre de sa politique énergétique.

Elle doit sortir des énergies fossiles carbonées afin de respecter l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, et cela passe notamment par un renchérissement du prix du carbone. Elle doit en second lieu investir massivement dans la production d'électricité pour faire face à une demande croissante d'électricité liée à l'électrification des usages, et cela requiert des investissements dans le nucléaire pilotable et décarboné.

La France doit enfin relever le défi du stockage-déstockage à grande échelle des énergies renouvelables et regarder dans quelle mesure la mobilité électrique peut y contribuer.

Il faut également repenser le fonctionnement des marchés de l'électricité si l'on veut que le financement de ces défis soit assuré.

La loi de 2015 sur la « transition énergétique pour une croissance verte » (TECV) a fixé comme objectif d'atteindre la « neutralité carbone » à l'horizon 2050, ce qui impose de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre (GES), notamment les émissions de CO₂. Il faudra donc réduire rapidement la consommation d'énergie dans les deux principaux secteurs consommateurs d'énergie carbonée : ceux du bâtiment et des transports [1]. Un autre objectif de la loi de 2015 est de réduire la part du nucléaire à 50 % à l'horizon 2035 contre près de 72 % en 2019, ce qui impose corrélativement

d'accroître de façon substantielle la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité. Sur les 56 réacteurs nucléaires encore en activité en 2020, après la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, douze devraient encore être fermés. Les autres seront prolongés, et un projet de construction de six nouveaux réacteurs est à l'étude (ces réacteurs devraient se substituer à des réacteurs déclassés).

En 2019, le secteur résidentiel-tertiaire (bâtiments pour l'essentiel) représentait 46 % de la consommation d'énergie finale en France, contre 32 % pour celui des transports et

19 % pour celui de l'industrie (le reste, 3 %, concerne principalement l'agriculture). Rappelons aussi que les produits pétroliers raffinés comptent encore pour 44 % de la consommation française d'énergie finale, contre 25 % pour l'électricité, 19 % pour le gaz naturel, 10 % pour la biomasse, le bois et les déchets et 2 % seulement pour le charbon.

Notons que les pouvoirs publics encouragent le développement de la mobilité électrique et l'interdiction progressive du chauffage au gaz dans les nouvelles constructions, de sorte que les usages électriques sont appelés à se développer massivement,



© Milky (Wikimedia Commons).

L'une des 70 Toyota i-Road devant sa borne de recharge électrique à Grenoble.

d'autant que le recours accru au numérique accentue le phénomène. Ainsi la consommation d'énergie finale doit chuter, mais la part de l'électricité dans cette consommation doit s'élever. On s'attend donc à une augmentation de la consommation d'électricité d'au moins 30 % d'ici 2050.

Le développement massif des usages électriques lié à la sortie des combustibles fossiles implique de s'assurer que le mix électrique pourra faire face demain aux besoins des consommateurs. Investir dans la production d'électricité, celle de nouveaux réacteurs nucléaires notamment, et développer les réseaux d'électricité pour absorber cette production croissante d'électricité nucléaire et renouvelable sont un défi majeur si l'on tient compte à la fois des besoins financiers nécessaires et des délais de mise en œuvre de ces investissements massifs.

Le défi de la sortie des énergies fossiles

Lors de la conférence de Paris de décembre 2015 sur le climat, l'Union européenne s'était engagée à réduire ses émissions de GES de 40 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990. L'objectif a depuis été revu à la hausse par les États membres qui se sont accordés sur une nouvelle cible de réduction des émissions de 55 % d'ici à 2030. Le rehaussement de l'ambition climatique européenne constitue un cap significatif à franchir sur la route de la neutralité carbone en 2050, qui nécessitera d'accélérer le retrait des énergies fossiles sur le continent. Pour y parvenir, la Commission européenne mise sur le renforcement de son marché carbone, qui constitue le principal outil de la politique de décarbonation de l'Union. Elle a annoncé une série de mesures en ce sens lors de la présentation du paquet législatif "Fit for 55"

au mois de juillet 2021, dont la plus emblématique vise à mettre en place un dispositif d'ajustement carbone aux frontières de l'Europe. Avec ce mécanisme, qui devrait être opérationnel d'ici 2026, le coût en CO₂ des produits importés serait aligné sur celui supporté par les producteurs européens. On réduit l'exposition aux risques de « fuites de carbone » des secteurs intensifs en énergie, ce qui devrait à terme permettre de supprimer les subventions accordées à ces secteurs sous forme d'allocations gratuites de quotas. La Commission peut ainsi s'assurer que les efforts de réduction des émissions de CO₂ en Europe ne se traduisent pas par une augmentation de l'empreinte carbone. En parallèle, le périmètre du marché carbone devrait être étendu aux émissions des transports maritime et routier, et à celles issues du chauffage des bâtiments, qui en étaient jusqu'à présent exemptées.

>>>

>>>

Il faut donc s'attendre à l'avenir à un prix du carbone élevé en Europe, qui va permettre de favoriser les investissements dans les énergies décarbonées et l'efficacité énergétique. La hausse du prix du carbone va s'accompagner de la relocalisation de certaines activités comme la sidérurgie, et de l'émergence de nouvelles filières vertes pour la production de ciment, d'hydrogène ou de batteries. Dans le même temps, le coût lié à l'usage des énergies fossiles va s'accroître, grevant la rentabilité des industries les plus émettrices, et augmentant les risques d'actifs échoués, c'est-à-dire de coûts irrécupérables du fait de la montée en puissance du prix du carbone. L'Europe doit envoyer un signal clair aux investisseurs à travers son projet de taxonomie verte, afin d'orienter les financements vers les activités qui permettent d'accélérer le retrait des fossiles. Il existe cependant des divisions parmi les États membres, certains souhaitant pouvoir labelliser les investissements dans le gaz d'origine fossile, tandis que d'autres s'opposent à l'intégration du nucléaire — qui n'émet pourtant pas de CO₂ — dans la taxonomie des actifs verts. Un compromis a été trouvé qui permettra aux deux énergies d'obtenir un accès à des financements privilégiés.

Les énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) représentaient encore, en 2019, 72 % de l'énergie finale consommée dans l'Union européenne et à peu près 65 % de celle de la France. Il y a certes un paradoxe à voir les pays importateurs d'hydrocarbures encourager les producteurs à investir davantage pour produire plus dans le but de faire baisser les prix sur les marchés mondiaux, tout en affichant simultanément leur volonté de se passer à terme de ces hydrocarbures. Cela traduit un comportement schizophrène entre la préoccupation du court terme (« la fin du mois ») et celle du long terme (« la fin du monde »).

D'une manière générale, les politiques de décarbonation du secteur énergétique vont se traduire par une augmentation des prix de l'énergie payés par le consommateur final. La hausse des prix du CO₂ et l'inclusion dans le marché carbone des émissions

liées aux carburants pour le transport routier et au fioul pour le chauffage vont peser sur la facture énergétique des consommateurs, avec le risque d'accroître la précarité énergétique. Comme l'a rappelé la crise des gilets jaunes en France, la fiscalité environnementale est généralement anti-distributive et tend à peser plus fortement sur les ménages modestes qui sont souvent chauffés au fioul, et dont le poids des dépenses énergétiques dans le revenu est bien supérieur à celui des ménages aisés. Il faut donc veiller à protéger ces ménages qui ne doivent pas subir la transition énergétique, ni en supporter l'essentiel des coûts. Le produit des enchères de quotas doit être utilisé pour renforcer les dispositifs de redistribution existants, tels que le chèque énergie qui ne couvre pas la mobilité, et pour permettre aux ménages précaires de financer leurs travaux d'isolation ou l'acquisition de véhicules moins polluants [2].

Le défi des investissements dans la production d'électricité

Le mix électrique de la France est déjà très largement décarboné (93 %), et la priorité n'est pas de substituer des énergies renouvelables décarbonées à du nucléaire décarboné, même si les objectifs de la loi PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) prévoient de porter à 50 % la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2035 et de réduire à 50 % celle du nucléaire. Le réseau électrique a besoin de centrales pilotables, c'est-à-dire qui suivent la courbe de charge en temps réel et assurent le maintien de la fréquence à 50 Hz. Suivre la courbe de charge signifie que la puissance injectée en amont sur le réseau doit, en temps réel, être égale à la puissance souscrite en aval par les consommateurs. L'électricité ne se stocke pas aujourd'hui, du moins à grande échelle et dans des conditions économiques acceptables. Seules les centrales nucléaires et hydrauliques de barrage sont à la fois pilotables (sur des échelles de temps données) et décarbonées, tandis que les centrales au gaz ou au charbon sont pilotables mais carbonées. Les énergies renou-

“ La transition énergétique va s'accompagner d'une électrification croissante des usages, notamment dans la mobilité, mais aussi du fait du développement des objets connectés. ”

velables comme le photovoltaïque ou l'éolien sont certes décarbonées, mais ne sont pas pilotables. Dans ce dernier cas c'est la demande qui doit s'adapter à l'offre et non l'inverse, ce qui n'est pas toujours possible, ni souhaitable d'ailleurs. Si à certaines périodes on injecte beaucoup d'électricité « fatale » renouvelable (donc non pilotable) parce qu'il y a beaucoup de vent ou beaucoup de soleil mais que, dans le même temps, la demande d'électricité est faible, cette injection pose problème et il faut la stocker, ce qui n'est guère facile aujourd'hui à grande échelle, sinon cela provoque des prix négatifs sur le marché de gros, comme on a pu le constater à diverses reprises en France entre 2010 et 2020. Le producteur doit payer pour être débarrassé de ce produit devenu encombrant.

À l'inverse, lorsque la demande d'électricité est forte, en hiver notamment en raison des besoins de chauffage, et que dans le même temps la disponibilité des éoliennes et du solaire est faible du fait de l'absence de vent ou de soleil, les prix ont tendance à s'envoler sur le marché de gros de l'électricité, ce qui se répercute sur le prix payé par le consommateur final. Fin 2021, une conjonction de facteurs défavorables partout en Europe a provoqué une hausse très importante des prix sur le marché de gros de l'électricité. Le maximum a été observé le 21 décembre 2021 à 18 heures, lorsque le prix a atteint 620 euros par MWh alors qu'il oscillait entre 40 et 60 euros le MWh



quelques mois auparavant. Le prix TTC payé par un consommateur domestique alimenté par EDF au tarif réglementé de vente (TRV) est de l'ordre de 200 euros le MWh, et ce prix comprend non seulement le coût de production et de fourniture de l'électricité (33 % environ du prix TTC) mais également le montant des péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution de RTE et d'Enedis (32 %) et les taxes (35 %). Certains fournisseurs sont ainsi obligés d'acheter à un prix très élevé sur le marché de gros d'électricité qu'ils revendent ensuite à leurs clients. Soit ils répercutent la hausse sur le consommateur, au risque de le voir changer de fournisseur et de rejoindre le tarif réglementé de vente, soit ils subissent des pertes pouvant conduire à la faillite, ce qui s'est d'ailleurs produit pour plusieurs fournisseurs en Europe.

C'est la hausse vertigineuse du prix du gaz sur le marché international qui explique en grande partie cette hausse des prix de gros de l'électricité, même si ce n'est pas la seule raison. La hausse du prix du carbone (80 € la tonne de CO₂ fin 2021), le faible facteur de charge de l'éolien en Europe, la fermeture de nombreuses centrales à charbon en Allemagne, la moindre disponibilité du parc nucléaire français ont aussi leur responsabilité. Le marché de l'électricité fonctionne comme tous les marchés de concurrence : le prix y est fixé sur la base d'enchères à prix limite, ce qui veut dire que c'est le coût de fonctionnement (coût marginal) de la centrale marginale qui fixe le prix pour toutes les centrales qui participent aux enchères. Comme les centrales à gaz sont une grande partie du temps les centrales marginales en Europe, celles que l'on appelle aux heures où la demande est forte, et que tous les marchés européens sont interconnectés, la hausse du prix du gaz, qui représente l'essentiel du coût de fonctionnement d'une centrale à gaz, explique très largement celle du prix de l'électricité [3]. Certains veulent donc réformer le marché en modifiant le système des enchères, d'autres veulent limiter le rôle du marché en privilégiant des contrats de long terme, et beaucoup reconnaissent qu'il faut investir massive-

ment dans des centrales nucléaires pilotables pour limiter le poids des centrales à gaz dans le mécanisme dit du "merit order" (appel des centrales en fonction de leur coût marginal croissant). Il faut au minimum renoncer à la fermeture de centrales nucléaires qui risquent de faire défaut demain.

Une étude de France Stratégie [4] montre que, sur la base d'hypothèses prudentes en termes de disponibilité des diverses centrales et de relative stabilité de la demande d'électricité, la France pourrait connaître dès 2030-2035 des risques sérieux de coupure généralisée ("black-out"), la puissance appelée en pointe étant supérieure à la puissance disponible, du moins si l'on maintient la fermeture de douze nouveaux réacteurs nucléaires conformément aux dispositions de la loi PPE. À l'inverse, on risque de se trouver face à une puissance d'électricité « fatale » éolienne et solaire nettement supérieure à la puissance appelée aux heures creuses, ce qui va poser la question de l'utilisation de ces surplus. Pourra-t-on les transformer tous en hydrogène « vert » par électrolyse de l'eau, ce qui consiste à dissocier l'eau en ses deux composantes, l'hydrogène et l'oxygène ? Les capacités de stockage par batteries ou par STEP (Stations de Transfert d'énergie par Pompes dans des retenues d'eau) sont nettement insuffisantes.

La transition énergétique va s'accompagner d'une électrification croissante des usages, notamment dans la mobilité mais aussi du fait du développement des objets connectés, comme le confirme la récente étude de RTE [5]. Dans l'hypothèse optimiste retenue par RTE où l'énergie finale consommée en France passerait de 1600 TWh en 2019 à 930 TWh en 2050, ce qui requiert des efforts importants d'efficacité énergétique, la part de l'électricité passerait de 25 % environ en 2020 à près de 55 % en 2050. Les réseaux d'électricité, qui devront en temps réel gérer des millions de points d'injection et de soutirage, auront besoin de s'appuyer sur des plateformes numériques pour opérer les arbitrages entre production, consommation et stockage de l'électricité, grâce notamment aux technologies quantiques.

Investir dans la production d'électricité est une priorité, et la relance d'un programme nucléaire passe par l'étude de nouveaux mécanismes de financement comme celui des « contrats pour différences » retenu par l'Angleterre pour le projet Hinkley Point. L'investisseur signe un contrat avec l'État qui lui garantit que, durant une bonne partie de la durée de fonctionnement de la centrale, les kWh produits seront rémunérés à un prix suffisant pour assurer la rentabilité de l'opération. Avec ce système, le producteur vend son électricité sur le marché de gros. Il obtient un complément versé par l'État si le prix de gros est inférieur au prix garanti, et verse la différence à l'État si le prix de gros est supérieur au prix garanti. Encore faut-il que le prix garanti au départ ne soit pas trop éloigné de la tendance des prix observés sur le marché.

Le défi du stockage -déstockage à grande échelle des énergies renouvelables

La pénétration de l'éolien et du photovoltaïque a été fortement facilitée par la mise en place partout en Europe de prix d'achat garantis ("feed-in tariffs") très rémunérateurs. Cette électricité, rémunérée hors marché, est injectée sur le réseau à un coût marginal nul. Ces énergies renouvelables ne sont pas sensibles au prix du marché de gros et elles récupèrent leurs coûts fixes *via* les tarifs d'achat fixés de façon réglementaire (les consommateurs d'électricité *via* la CSPE, contribution au service public de l'électricité, qui a fusionné avec la TICFE, les consommateurs de produits pétroliers *via* une partie de la TICPE, taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques). Il est vrai que la baisse du coût des énergies renouvelables, obtenue grâce à une production de masse à l'échelle mondiale, et la forte augmentation des coûts des énergies fossiles rendent de moins en moins nécessaire les subventions accordées *via* les "feed-in tariffs". Ces subventions subsistent néanmoins sous forme de primes, un complément de rémunération variable destiné à

>>>

➔ LE DÉVELOPPEMENT À GRANDE ÉCHELLE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Un axe important des politiques énergétiques européennes, notamment en France, est de développer à grande échelle le véhicule électrique (autonome à terme). Même si on peut imaginer que l'introduction de la mobilité électrique pourra contribuer à diminuer certaines contraintes des EnR, il ne faut pas sous-estimer l'impact que cela aura sur l'appel de puissance électrique sur le réseau s'il faut recharger une flotte importante de véhicules.

Quelques questions restent en suspens.

Si toutes les voitures étaient électriques, quelle est la production d'électricité supplémentaire qui serait nécessaire, en France, pour maintenir la circulation automobile actuelle ?

La consommation française d'énergie finale en produits pétroliers dans les transports est de l'ordre de 45,4 Mtep. Le rendement d'un moteur thermique (transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique) se situe dans la fourchette (15 – 30 %) ; donc l'énergie mécanique utilisée pour faire avancer les véhicules est dans la fourchette 7 – 14 Mtep. Cette énergie correspond à 80 – 160 TWh.

Pour électrifier les transports, il faudrait 100 TWh de plus.

Si toutes les voitures sont électriques, quelle est la charge électrique totale qui sera stockée, à un moment donné, dans l'ensemble de leurs batteries ?

Le parc français comprend 30 millions de véhicules ; si l'on remplace tous ces véhicules par des véhicules électriques équipés d'une batterie de 52 kWh (batterie de la Zoé de Renault), alors ce parc a une capacité de stockage totale maximale de 1500 GWh. C'est une valeur basse, car la batterie de la Zoé est petite comparée au 100 kWh d'une Tesla model S. On peut garder en mémoire que le parc automobile stocke de 1 à 2 TWh. Rappelons que la production totale électrique française en 2019 était de 538 TWh.

Un parc automobile électrique stocke donc de l'ordre d'un à deux jours de production électrique.

Quelles contraintes pour la charge des voitures ?

Si on charge une Zoé sur une prise domestique (10 A), il faut 32 heures pour la charger complètement pour une puissance appelée de 2,3 kW, soit 10 A x 230 V (tableau 1). Si toutes les voitures chargent en même temps dans une hypothèse de charge lente, alors elles appelleront 69 GW à comparer aux 61,4 GW de capacité nucléaire installée en France (depuis la fermeture de Fessenheim). Si elles sont en mode de charge rapide (43 kW), elles appelleront une puissance de 1,2 TW. Cette puissance correspond à douze fois la puissance maximale appelée sur le réseau français (100,5 GW le 7 février 2012 à 19 h 00), ce qui n'est guère réaliste.

Un parc automobile électrique implique nécessairement que le gestionnaire de réseau contrôle le régime de charge des véhicules électriques.

Comment se compare le stockage nécessaire pour le « tout électrique » à ce qui est nécessaire pour lisser les fluctuations des énergies renouvelables ?

Une voiture électrique ne peut avoir un sens économique que si elle est utilisée, car une somme importante est immobilisée dans sa batterie. Les batteries résistent en général à 1 000 – 2 000 cycles de charge-décharge (beaucoup de développements sont en cours pour augmenter ce nombre de cycles). Dans l'hypothèse où le réseau pourrait décharger et charger les batteries à sa guise (ce qui n'est évident ni d'un point de vue technique ni d'un point de vue sociologique), il est peu probable que cette marge aille au-delà de 20 % de la valeur nominale (le véhicule est chargé à 90 % de sa charge nominale et il est déchargé à 80 % en cas de pointe de consommation et est chargé à 100 % en cas de sous consommation ou de pointe de production des EnR), soit une capacité de stockage de 100 à 200 GWh. En théorie, cette quantité de stockage disponible permettrait d'effacer les pointes de production des EnR et les pointes de consommation des ménages. Toutefois, cette constatation doit être relativisée :

- 1• il faut trouver un modèle économique qui soit collectivement acceptable (juste rétribution du propriétaire du véhicule) ;
- 2• cette capacité de stockage ne sert que pour 24 heures, car dès le lendemain c'est une autre journée qui commence ;
- 3• il faut que le réseau soit capable de supporter l'intermittence des EnR.

Les batteries des voitures peuvent aider à l'absorption des pics de production des énergies renouvelables : effacement des pointes de production imposées par les conditions météorologiques du moment. Plutôt que d'injecter à prix négatif cette électricité excédentaire, on peut ainsi la stocker.

Peut-on imaginer une utilisation en seconde vie des batteries des voitures, afin de faire du stockage saisonnier et de l'effacement de pointe ?

Vu le nombre important de batteries embarquées dans le parc automobile et le fait qu'elles peuvent faire un nombre limité de cycles avec une perte de capacité compatible avec leur usage, on peut estimer qu'un parc automobile mettra au rebut une capacité nominale 200 GWh de batteries par an (1/5 du stockage). Comme ces batteries sont vieilles, on peut considérer que leur capacité est divisée par deux, soit 100 GWh pour une durée moyenne de 5 ans. Cette capacité totale cumulée sur 5 ans de 500 GWh est voisine de la consommation journalière française et pourrait permettre de résoudre la composante court terme du problème de l'intermittence des EnR. Le modèle technique et économique de la seconde vie des batteries dans le stockage de l'électricité reste à démontrer : compatibilité et disponibilité des BMS ("battery management system"), infrastructures, entretien...



| Type de borne ou prise de recharge | Puissance de charge | Pour 395 km | |
|---------------------------------------|---------------------|-------------|--------|
| Prise domestique 10 A | 2,3 kW | | 32 h |
| Prise domestique renforcée 16 A | 3,7 kW | | 19 h |
| Borne de recharge domestique/publique | 7,4 kW | | 9 h 30 |
| Borne de recharge publique | 11 kW | | 6 h |
| Borne de recharge publique | 22 kW | | 3 h |
| Borne de recharge rapide | 50 kW | | 1 h 30 |

Tableau 1. Temps de chargement maximal d'une voiture Renault Zoe E-tech 100 % électrique chargée dans diverses conditions. Batterie 52 kWh. Autonomie : jusqu'à 395 km. (Données 2023. Source : site web de Renault.)

>>>

encourager une énergie « décarbonée ». Cependant, il faut tenir compte des coûts induits par cette injection, notamment ceux liés à l'intermittence et les coûts de renforcement des réseaux [6, 7].

Pour anticiper un recours croissant à de telles énergies, on envisage aujourd'hui leur stockage à grande échelle lorsque la production est excédentaire par rapport aux besoins, avec un mécanisme de déstockage lorsque c'est nécessaire, en particulier aux heures de pointe. À court terme (au jour le jour), on peut envisager de stocker une partie de cette électricité dans des batteries ; mais à moyen terme (quelques jours voire quelques semaines), il faut passer par la filière "power-to-gas" qui consiste à produire de l'hydrogène *via* l'électrolyse de l'eau réalisée grâce à cette électricité excédentaire, puis à stocker l'hydrogène

produit ou à le combiner à du CO₂ pour obtenir du méthane. Mais cette solution, quoique séduisante, n'est pas encore rentable avec les filières "power-to-gas" puis "gas-to-power", ce qui compromet la mise en place d'un stockage à grande échelle à court ou moyen terme [8]. Toutes ces questions seront discutées dans la quatrième partie de ce numéro. Enfin, l'absence de stockage massif et la diminution des moyens de production centralisés et répondant à la demande peuvent entraîner de fortes volatilités dans la tarification de l'énergie [9].

Le potentiel de STEP étant limité pour des raisons géologiques, il faut chercher d'autres solutions. Des recherches sont menées pour mettre au point de nouvelles techniques de stockage ou améliorer l'efficacité des batteries. Les batteries au lithium constituent aujourd'hui la meilleure

solution de stockage à petite échelle, mais on risque de se heurter très vite à l'épuisement de la ressource. Pour stocker deux jours de consommation d'électricité française, il faudrait par exemple disposer de 360 000 tonnes de lithium avec la technologie actuelle selon une étude de l'Ancre (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) ; or, la production mondiale de lithium n'excède pas 40 000 tonnes par an... On peut certes penser aux piles à combustible : on réalise localement l'électrolyse de l'eau et on utilise ensuite l'hydrogène pour faire l'opération inverse. Toutefois, l'utilisation massive de cette technologie est freinée par la disponibilité du platine. Des espoirs sont mis dans des batteries nouvelles, notamment des batteries solides.

Un défi important à l'échelle européenne est le développement à grande échelle de véhicules électriques (voir l'encadré de la page 34).

Conclusion

L'objectif de la neutralité carbone à l'horizon 2050 requiert d'investir massivement dans les technologies énergétiques respectueuses du climat et de l'environnement, tout en garantissant une énergie accessible au plus grand nombre et disponible pour la réussite des politiques publiques (santé, alimentation, transport...). De nombreux verrous scientifiques et technologiques restent à lever, et cela passe par des investissements soutenus dans la recherche fondamentale, technologique et industrielle. ■

1
2
3

1• M. Fontecave, S. Pommeret et J. Percebois, « Transition énergétique : quelles priorités ? », *L'Actualité Chimique* **436** (2019) 12–14.

2• Y. Bamberger et H.B. (Teddy) Püttgen, *L'électricité, au cœur de notre futur bas-carbone—Sauvegarder notre niche écologique*, EPFL Press, Lausanne (2021).

3• J. Percebois et B. Solier, « Électricité : Qui va payer le "bouclier tarifaire" ? Et après ? », *Connaissance des Énergies* (18 janvier 2022).

4• E. Beeker et M. Dégremont, « Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? », *France Stratégie* **99** (2021) 1–12.

5• RTE. *Futurs énergétiques 2050*. Paris: 2021.

6• J. Percebois et S. Pommeret, "Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case", *Energy Policy* **135** (2019) 111067. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111067>.

7• J. Percebois et S. Pommeret, « Surcoût lié au stockage des EnR dans un mix électrique nucléaire à 50 % », *La Revue de l'Énergie* **639** (2018) 10–25.

8• « Injection massive de renouvelables : effets d'éviction et besoins de flexibilité », *Revue de l'Électricité et de l'Électronique* **5** (2017) 102–110.

9• J. Percebois et S. Pommeret, "What can be learned from the French partial nuclear shutdown of 2016?", *Economics and Policy of Energy and the Environment* **2021(1)** (2021) 5–19. <https://doi.org/10.3280/EFE2021-001001>.

Scénarios pour une transition énergétique

Jean-Louis Bobin (jean-louis.bobin@sorbonne-universite.fr)

Sorbonne Université et Commission Énergie-Environnement de la Société Française de Physique

Élaborés pour le compte de décideurs ou de lanceurs d'alerte, les scénarios décrivent des histoires qui pourraient advenir. Ils impliquent des hypothèses quant au devenir socio-économique de l'humanité et doivent tenir compte de contraintes, dont la principale est imposée par la menace d'un changement climatique d'origine anthropique.

Pourquoi des scénarios ?

Une *transition énergétique* est reconnue nécessaire pour deux raisons principales : la perspective d'un épuisement des ressources et la menace d'un dérèglement climatique sous l'effet de l'accumulation dans l'atmosphère de gaz à effet de serre émis par les activités humaines. Les deux se conjuguent pour imposer la *décarbonation* d'un système énergétique planétaire qui repose à 80 % sur l'emploi de combustibles fossiles : charbon, gaz et pétrole, en quantités limitées dans l'écorce terrestre et qui brûlent en libérant du CO₂.

La transition énergétique actuelle s'inscrit dans une évolution qui a commencé au cours du dernier tiers du XVIII^e siècle. Des révolutions technologiques ont profondément modifié la société. D'abord essentiellement agraire, celle-ci s'industrialise puis devient plus instruite dans une économie des services, de l'information, de la connaissance et du loisir. Cette *transition économique*, appelée aussi « développement », n'a impacté aux XIX^e et XX^e siècles qu'une fraction minoritaire de l'humanité. Au XXI^e siècle, elle est en passe d'atteindre une amplitude planétaire et va façonner la demande d'énergie à venir.

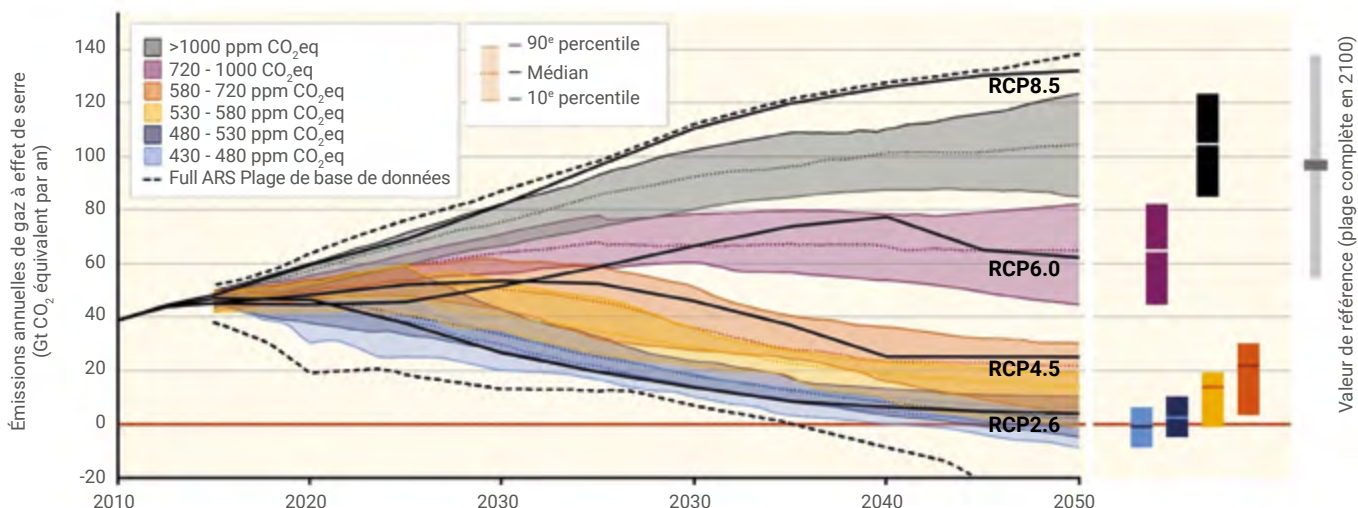
Une *grande transition démographique* accompagne le développement. Achevée dans les pays occidentaux ou occidentalisés dont la population stagne ou diminue, elle est en cours dans les pays les plus peuplés du globe, sauf en Afrique. Une *grande urbanisation* complète le tableau. Peu d'hommes étant nécessaires au travail de la terre, les emplois sont en ville, les services aussi. L'urbanisation concerne déjà 55 % de l'humanité, et ce pourcentage pourrait atteindre 75 % vers 2050. Des mégapoles atteignent les trente millions d'habitants, ce qui leur pose des problèmes spécifiques.

L'actuelle transition énergétique est à peine commencée. Contrairement aux précédentes, en particulier celle qui a permis la révolution industrielle, elle ne sera pas spontanée. On aimerait qu'elle soit intelligemment planifiée. Passer en énergie primaire de 80 % à moins de 20 % de combustibles fossiles générateurs de gaz à effet de serre remet en cause quelques fondamentaux. Quelles sources d'énergie prendront la place du charbon, du pétrole et du gaz, abondants et, jusqu'au tournant du millénaire, peu coûteux ? Va-t-on vers une énergie rare et chère ? Combien de temps cela prendra-t-il ?

Pour répondre à ces interrogations, les pouvoirs publics comme les entreprises fondent leurs réflexions sur des scénarios. Selon Nebojsa Nakicenovic (IIASA^(a)) : « un scénario est une description plausible de l'avenir, basée sur un ensemble cohérent d'hypothèses concernant des relations cruciales et les forces qui déterminent des évolutions (p. ex. changements technologiques, prix...) ».

Les scénarios ne sont ni de véritables prévisions ni des projections. On peut les classer en deux catégories : ceux de continuité, qui tiennent compte de l'inertie des systèmes énergétiques, et ceux de rupture qui s'en affranchissent plus ou moins en étant normatifs. Ils décrivent alors la façon d'arriver à un état déterminé en imposant de fortes contraintes : niveau de la consommation d'énergie finie, niveau de la production d'énergie primaire, plafond d'émission de gaz à effet de serre à ne pas dépasser, part de l'électricité dans l'énergie finale, idéologie...

De nombreuses instances publient des scénarios. Ce sont des institutions officielles, des acteurs financiers, des entreprises du secteur de l'énergie, des organismes internationaux ou encore des ONG militantes. On ne s'étonnera pas dès lors de la variété des résultats.



2. Éventail de trajectoires d'émission annuelle de gaz à effet de serre en équivalent CO₂ (GIEC). En noir, trajectoires (Representative Concentration Pathways – RCP) conduisant pour l'année 2100 à un forçage radiatif donné en W/m² (p. ex. RCP2,6 correspond à un forçage radiatif supplémentaire de 2,6 W/m² d'ici la fin du 21^e siècle).

>>>

Préserver les ressources et limiter le dérèglement climatique imposent de réduire la consommation par rapport à la tendance actuelle et de décarboner les sources d'énergie. Cette deuxième condition fait l'objet des accords de 2015 (Paris) et de 2021 (Glasgow), dans lesquels les États se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à sortir du charbon.

Faute de remède miracle, une stratégie globale [3] est d'affecter à chaque famille de technologies un objectif représenté par un ou plusieurs « biseaux » de carbone évité, qui représentent autant de « coins à enfoncer ». Enfoncer un coin consiste à effacer de façon progressive, et linéaire sur 50 ans, par rapport à un scénario « laisser-faire », les émissions de CO₂ jusqu'à les abaisser de 1 Gt de carbone par an (en 2000, les émissions annuelles tournaient autour de 7 Gt au total planétaire). Une « solution » au problème de l'effet de serre doit avoir le potentiel d'enfoncer au moins un coin. Le tableau 1 précise l'effort à engager pour un coin enfoncé au moyen de technologies déjà bien au point sur le plan industriel ou susceptibles d'arriver à ce stade au cours des prochaines décennies.

On retrouve, explicitement ou implicitement, cette stratégie dans la plupart des scénarios (fig. 1), où elle interfère avec une multitude d'autres finalités. Disposant de nombreux degrés de liberté, le scénariste a le choix de combattre vigoureusement les tendances observées dans l'état initial (rupture) ou de s'en accommoder partiellement (continuité). D'autres considérations interviennent : l'intérêt bien compris d'un acteur du secteur de l'énergie, l'influence des lobbys, le militantisme...

Quelques scénarios planétaires

Les feuilles de route du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'étude du climat (GIEC)

Lors des COP (Conférence of the Parties) organisées chaque année sous l'égide de la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC), les rapports établis par le GIEC servent de base aux discussions. Ils contiennent une synthèse raisonnée et à jour de la science du climat, et font référence à un large éventail de scénarios évaluant les conséquences, en termes d'émissions de CO₂, de diverses politiques énergétiques et économiques. Les trajectoires d'émission jusqu'en 2100 forment comme attendu une « queue de cheval » (fig. 2).

| | Éviter 1 Gt/an de carbone dans 50 ans représente chaque année : | Exemples de problèmes associés ^(c) |
|---------------|---|---|
| Fossiles | La conversion de 40 Mtep de charbon en 40 Mtep de gaz | |
| | L'équipement de 20 GWe de centrales à flamme en CCS (Capture et stockage du carbone). | Transport et séquestration de 7,5 10 ⁶ t CO ₂ supplémentaires |
| Nucléaire | La mise en service de huit réacteurs EPR | Acceptabilité sociale |
| Renouvelables | La mise en service de 20 Mtep de biomasse (bois pour l'énergie et biocarburants) | |
| | La mise en service de 50 000 éoliennes de 2 MW | Acceptabilité sociale |
| | La mise en service de 3000 km ² de panneaux photovoltaïques | |

Tableau 1. Quantification de quelques biseaux pour la France.



| Source [Gtep] Données IEA | Production totale en Gtep | | Scénario 20 Gtep en 2050 | Commentaires |
|---|---------------------------|-------------|-----------------------------|--|
| | 2000 | 2017 | | |
| Fossile (gaz, pétrole, charbon) | 8 | 11,5 | 4 | Annulation des émissions de CO ₂ si capture et séquestration |
| Biomasse traditionnelle | 1,1 | 1,4 | 2 | Essentiellement du bois |
| Hydraulique | 0,57 | 0,92 | 1,3 | Doublement par rapport à 2000 |
| Nucléaire | 0,68 | 0,61 | 6,35 | Facteur 10 par rapport à 2017 |
| Nouveaux renouvelables (solaire, éolien, biomasse) | 0,03 | 0,47 | 6,35 | Facteur 13 par rapport à 2017 |
| Total | 10,38 | 14,9 | 20 | Sur un chemin au-delà des 20 Gtep en 2050 |

Tableau 2. Estimation de l'évolution de la production d'énergie primaire mondiale de 2000 à 2050 selon le scénario « 20 Gtep » de Jean-Marie Loiseaux et al.

Le GIEC communique sur des trajectoires représentatives pour la concentration (*Representative Concentration Pathways*, RCP), qui servent de référence quant aux évolutions possibles des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Les modèles traduisent l'augmentation de la concentration en excès de forçage radiatif^(d) en l'an 2100 et de là, en une élévation probable de la température planétaire. Pour ne pas dépasser un différentiel de température de 2 °C par rapport à 1880, il conviendrait de suivre la trajectoire RCP 2.6 (forçage de 2,6 W/m²) de la figure 2. En 2018, le GIEC a publié un rapport sur les impacts environnementaux, économiques et sociaux d'une élévation de température limitée volontairement à 1,5 °C [4].

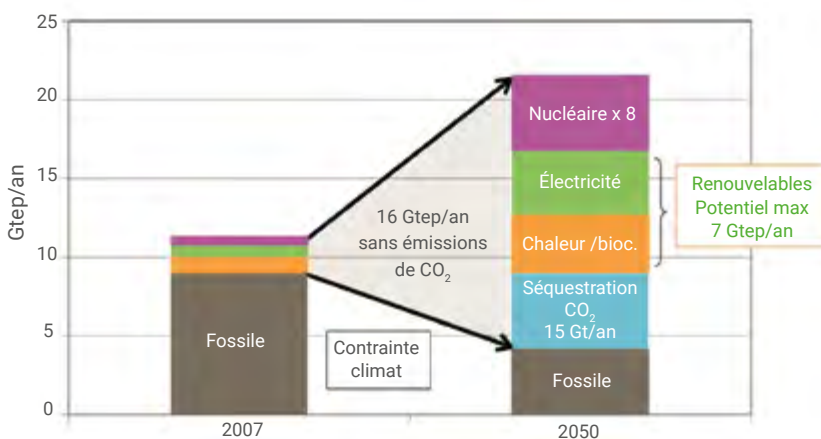
Les études de physiciens

Les scénarios sont souvent élaborés par des économistes assistés de mathématiciens. La transition énergétique implique pourtant des questions de physique et de technologie. Elle intéresse à ce titre les physiciens. C'est ainsi que dans le cadre du « Programme Interdisciplinaire Énergie » du CNRS, Sandra Bouneau et ses coauteurs [5] ont raisonné en divisant le monde en quatre catégories de pays : riches, émergents riches, émergents et pauvres. Dans chaque catégorie, la population se répartit selon des niveaux de consommation élevés, modérés et faibles. Les contraintes sur l'état final en 2050 sont une production d'énergie primaire limitée à une valeur légèrement

supérieure à 20 Gtep (232 500 TWh) et une division par deux des émissions de CO₂ par rapport à 2007. Le résultat de leur analyse est synthétisé sur la figure 3 : sans séquestration de CO₂ et sans une forte proportion de nucléaire pour la production d'électricité, les objectifs énergétiques et environnementaux ne peuvent pas être atteints simultanément.

Le tableau 2 ci-dessus résume les résultats d'une approche similaire faite par des collègues grenoblois (Daniel Heuer et Jean-Marie Loiseaux, communication privée). Dans les deux premières colonnes, on trouve les données existantes sur les productions d'énergie primaires mondiales, selon le type de source, en 2000 et 2017. La troisième colonne, concernant l'année 2050, est construite en supposant de très gros efforts sur l'efficacité énergétique, la capture et séquestration du CO₂, les nouveaux renouvelables et le nucléaire. Pour cela ils supposent :

- une demande mondiale d'énergie primaire de 20 Gtep, incluant une amélioration de l'efficacité énergétique de plus de 50 % ;
- une division par deux de la production d'énergies fossiles par rapport à l'an 2000 ;
- une équipartition entre nucléaire et nouveaux renouvelables après avoir fixé les productions de la biomasse traditionnelle et de l'hydraulique à un ordre de grandeur plausible.



3. Bouquet énergétique en 2050, selon S. Bouneau et al. [5].

>>>

>>>

Scénarios visant 100 % de renouvelables

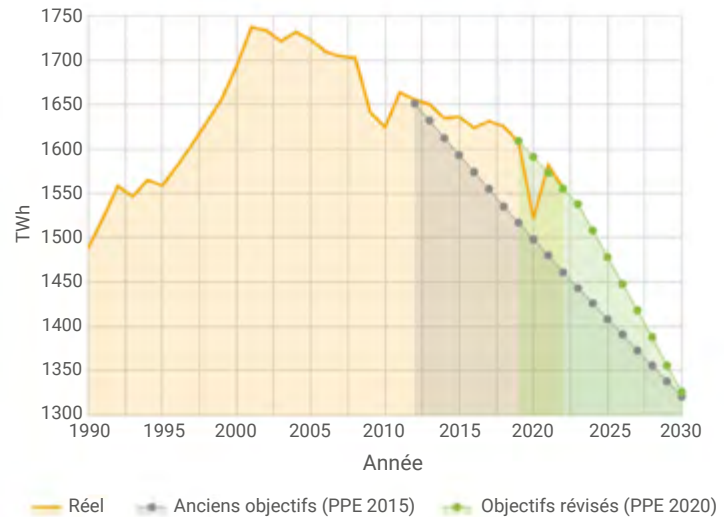
Ce graal des ONG environnementales [6, 7] et d'un certain nombre d'autres instances n'est pas un simple retour à la situation qui prévalait avant la révolution industrielle. La différence vient de la génération d'électricité par l'hydraulique, l'éolien et le solaire. Mais pour atteindre leur objectif, de tels scénarios imposent une forte diminution de la consommation d'énergie finale par habitant et par an, qui passerait de 40 à 24 GJ (de 16,1 à 9,5 MWh, c'est-à-dire de 0,95 à 0,6 Tep). On pourra comparer ces valeurs à celles du tableau 4 (p. 43) qui donne les projections au niveau mondial pour le scénario NZE (Net Zero Emissions) de l'IEA. La consommation d'énergie primaire passerait de 14,3 Gtep en 2019 (soit 1,9 tep/habitant ou 22,5 MWh/habitant, pour une population mondiale de 7,5 milliards) à 13 Gtep (soit 1,3 tep/habitant ou 15,1 MWh/habitant, pour une population de 10 milliards) en 2050.

Deux leviers y contribueraient.

D'abord la **sobriété énergétique**, obtenue grâce à une volonté politique rencontrant l'adhésion de populations massivement converties aux bienfaits de l'écologie. Les pays développés reviendraient à une consommation minimale grâce au refus de la technologie, associée à la conversion à une existence bucolique et frugale imposée par des mesures de restriction rigoureuses. L'habitat « passif » serait généralisé tandis que les transports, pour les personnes comme pour les marchandises, seraient limités et assurés par des « circulations douces ».

Ensuite **l'amélioration de l'efficacité des installations**, ce qui est une affaire de technologie dont le résultat est contraint par les lois de la physique. La décarbonation serait accomplie par la substitution généralisée d'énergies renouvelables aux énergies fossiles et nucléaires.

Eu égard aux enjeux, la pertinence, la solidité et la possibilité matérielle de mise en œuvre au niveau requis de ces leviers doit être examinée de façon objective, rationnelle et sans parti pris.



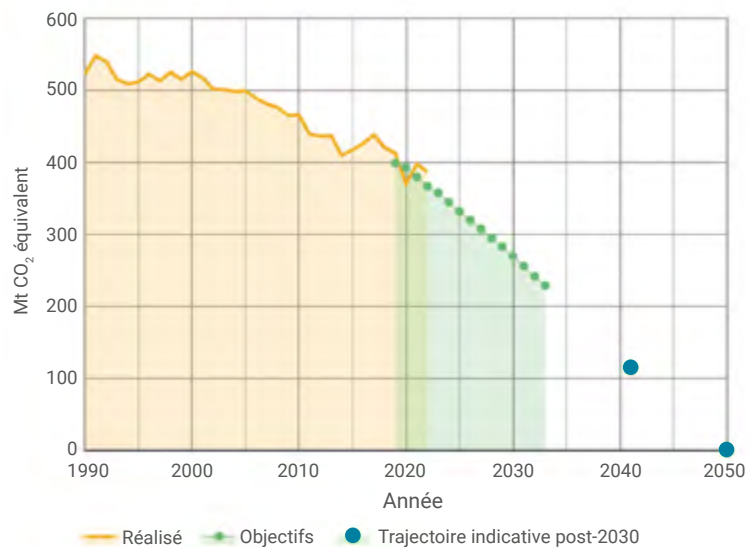
4. Évolution de la consommation d'énergie finale en France depuis 1990 (courbe jaune), comparée aux objectifs de la PPE 2015 (cercles noirs) et de la PPE 2020 (cercles verts). Source : www.observatoire-climat-energie.fr/energie/consommation-denergie/.

Scénarios pour la France

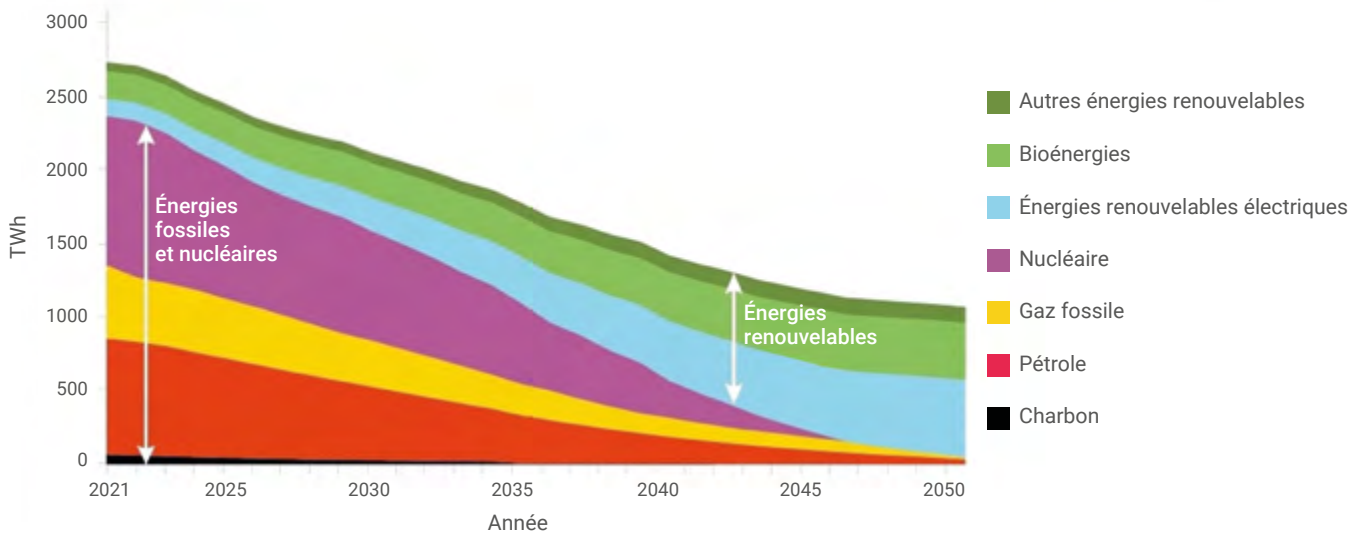
En France, la LTECV^(e) de 2015 stipulait que la consommation d'énergie finale serait divisée par deux entre 2012 et 2050 (décroissance ?), que les émissions des gaz à effet de serre diminueraient de 40 % entre 1990 et 2030, et que dès 2035 la part de nucléaire serait réduite à 50 % dans la fourniture d'électricité. Avant de nous tourner vers les différents scénarios élaborés pour la France, il est

intéressant d'observer les évolutions de la consommation d'énergie finale (fig. 4) et des émissions nettes de gaz à effet de serre (fig. 5) depuis 1990, confrontées aux objectifs fixés par la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) dans sa version initiale de 2015, puis dans sa version révisée de 2020^(f).

On distingue deux catégories de scénarios, dont les chiffres annoncés pour 2050 sont comparés dans le tableau 3 aux objectifs de la LTECV.



5. Évolution des émissions nettes de gaz à effet de serre en France depuis 1990, comparée aux objectifs fixés par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et ajustés en 2023. Source : www.observatoire-climat-energie.fr/global/emissions-nettes.



6. Évolution de l'énergie primaire dans le scénario négaWatt. En 2050, elle est divisée par 3. L'énergie finale, dont 50 % d'énergie renouvelable, est divisée par 2.

• Des scénarios légalistes ont été élaborés par exemple par l'ANCRE^(a) où l'on constate que la réduction, voulue par la loi, de la part du nucléaire et les délais de mise en œuvre d'une importante composante solaire imposent de recourir au gaz pendant au moins dix ans [8], temps bien court pour rentabiliser de nouvelles installations (qui devraient donc être subventionnées). Les émissions de gaz à effet de serre dues au système électrique augmentent de façon significative pendant cette période. RTE (Réseau

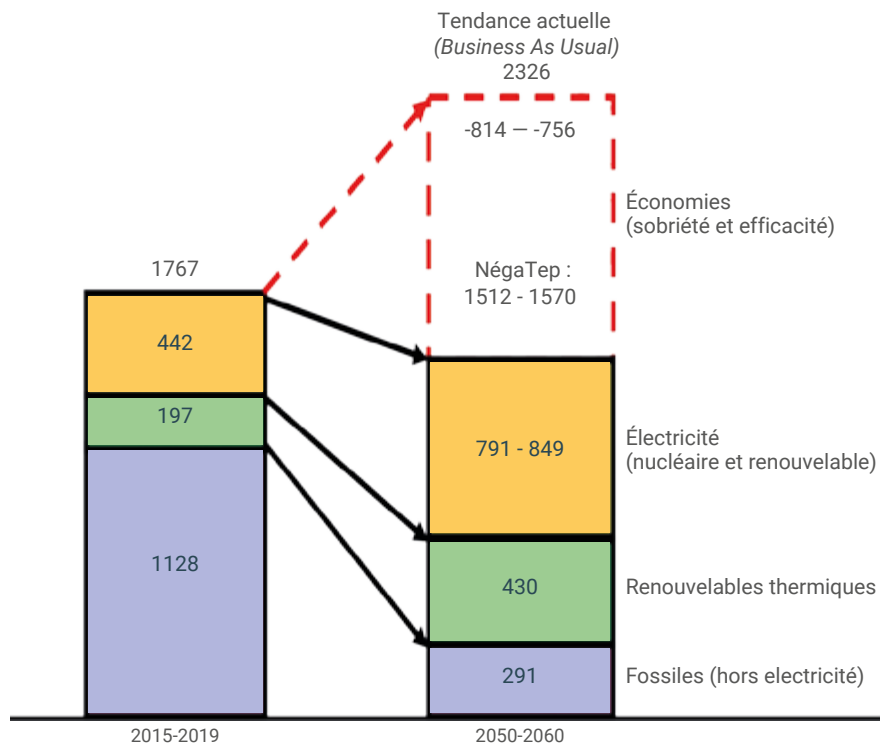
de transport de l'électricité) a récemment publié six scénarios avec ou sans nucléaire pour la seule énergie électrique [9], d'où il ressort que le moindre coût est obtenu avec 50 % de nucléaire, maximum légal. De son côté, l'association négaWatt [10] qui vient d'abandonner la forte réduction de la consommation d'électricité, préconise toujours une isolation thermique extrême du bâti et insiste sur le changement nécessaire des comportements sociétaux. Après la sortie rapide et définitive du

nucléaire, la fourniture d'électricité viendrait des renouvelables^(b), avec une croissance très supérieure à la tendance actuelle (fig. 6). Le photovoltaïque des toits serait en 2050 au niveau de 120 GW pour une production décentralisée en pleine expansion. Un stockage permettant de pallier l'intermittence serait obtenu par conversion partielle en gaz, méthane ou hydrogène (*power to gas*). L'ADEME va dans le même sens, avec un scénario 100 % renouvelable pour l'électricité^(c) [11]. >>>

| | SITUATION EN 2019 | SITUATION EN 2050 | | | | | |
|---|-------------------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------|--------|--------------|
| | | Tendanciel | Objectifs LTECV | négaWatt 2022 | Scénarios ANCRE | | NégaTep 2021 |
| | | | | | LTECV | ELEC-V | |
| Électricité (TWh) | 489 + 58 (export) | 900 | NC | 500 | 640 | 650 | 790-850 |
| Énergie primaire hors électricité (TWh) | | 2035 | | 450 | | | 886 |
| Total énergie finale (TWh) | 1651 | 3152 | 954 | 900 | 954 | 1303 | 1512-1570 |
| Total énergie primaire (TWh) | 2849 | 4885 | NC | 950 | | 2535 | 2930 |
| Énergie primaire par habitant (MWh) | 44 | 81 | | 16 | | | 47 |
| Rejets CO ₂ (Mt/an) | 306 | 640 | < 37 | 35 | 92 | 92 | 91 |

Tableau 3. Comparaison des chiffres annoncés pour la France en 2050 par différents scénarios aux objectifs de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015-2020.

“ En France, la consommation annuelle d'énergie primaire d'environ 250 Mtep (~ 2900 TWh) conduit à une consommation annuelle d'énergie finale d'environ 150 Mtep (~ 1750 TWh).”



7. Évolution simplifiée, selon Négatep, de la consommation d'énergie finale en France, par source ou vecteur d'énergie (données en TWh). Le nucléaire serait au niveau de 80 % de la fourniture d'électricité.

>>>

(a) International Institute for Advanced Systems Analysis, <https://iiasa.ac.at>. Cet organisme possède une compétence reconnue dans l'élaboration de scénarios.

(b) Les conséquences de l'épidémie de coronavirus de 2020 pourraient bien remettre en question cette façon de fixer les conditions initiales.

(c) Différents articles de ce dossier sont spécifiquement consacrés à une discussion approfondie de ces problèmes.

(d) Le forçage est l'équivalent d'un différentiel de flux solaire au niveau de l'orbite terrestre par rapport au niveau de 1880.

(e) Loi de transition énergétique pour une croissance verte (2015), en cours de révision.

(f) <https://cutt.ly/stat-gouv-bilan-energetiq2022>

(g) L'ANCRE (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie) a pour rôle de déterminer les domaines qui, en matière de recherche et de développement, seront prioritaires au cours des prochaines décennies et nécessiteront des financements appropriés. Elle regroupe des représentants des principaux organismes de recherche publics ou privés.

(h) Dans un article du n° 60 de *Reflets de la physique*, N. Maïzi et F. Briens examinent, entre autres, l'effet d'une forte proportion de renouvelables intermittents sur la fiabilité du réseau électrique.

(i) Le tout renouvelable électrique a aussi son champion aux États-Unis en la personne de Mark Jacobson, *Proc Natl Acad Sci USA* **112**(49) (2015) 15060–15065.

• D'autres scénarios sont hors de cette loi, comme certains scénarios de l'ANCRE ou comme Négatep [12], qui envisage un renforcement du passage par le vecteur électricité dans un contexte où l'état final est défini à partir d'extrapolations raisonnables de la situation présente. L'objectif est de diviser par 4 les émissions à l'échéance 2050-60, en réduisant de façon drastique l'utilisation des combustibles fossiles, essentiellement les hydrocarbures, puisque notre pays est déjà sorti du charbon à un reliquat près. La consommation d'énergie finale diminue d'environ 15 % (fig. 7) au lieu des 50 % de la LTECV, jugés irréalistes.

Les projections énergétiques au niveau mondial

Les défis posés par la lutte contre le réchauffement climatique et l'épuisement des ressources ne peuvent être relevés qu'à l'échelle mondiale. Il est indispensable pour en prendre la véritable mesure d'élargir la vision de la situation actuelle et

des différentes projections pour la France à l'horizon 2050, montrées dans le tableau 3, p. 41.

Nous montrons dans le tableau 4 la situation actuelle et les projections au niveau mondial, en utilisant les données de l'IEA et notamment les chiffres du scénario « Net Zero Emissions by 2050 » (juin 2021). On notera que dans ce scénario (colonne de droite du tableau 4) la neutralité carbone n'est atteinte en 2050 qu'à la condition d'une baisse drastique (d'autant plus dans un contexte de poursuite de la croissance démographique) des consommations d'énergies primaire et finale, et d'une multiplication par un facteur 22 de la production du solaire PV et de l'éolien.

Notons que la tendance actuelle continue de suivre le scénario dit de référence ("Business As Usual", B.A.U., troisième colonne du tableau 4) avec une augmentation moyenne annuelle de la consommation énergétique primaire de + 1,5 %, et une part des énergies fossiles fortement émettrices de CO₂ toujours largement majoritaire (78 % en 2040).



| | Situation en 2019 | Projections 2040 World Energy Outlook 2019 (IEA) | | | Scénario 2050 NZE |
|---|---------------------------|---|---|---|---|
| | | WEO 2019 Scénario de référence (B.A.U.) | WEO 2019 Scénario « Politiques annoncées » | WEO 2019 Scénario de développement durable | Feuille de route pour une émission nette nulle en 2050 (IEA) |
| Démographie (milliards) | 7,5 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 10,0 |
| Total énergie primaire (TWh) | 166 600 | 223 000 | 206 000 | 155 000 | 151 000 |
| Charbon | 44 500 | 52 090 | 43 950 | 17 100 | 4700 (dont 3900 CCUS) |
| Pétrole | 52 400 | 65 430 | 57 230 | 35 370 | 11 800 |
| Gaz | 38 100 | 56 370 | 51 700 | 36 770 | 16 700 (dont 11 950 CCUS) |
| Total fossiles (TWh) | 135 000 (81 %) | 173 890 (78 %) | 152 880 (74 %) | 89 240 (58 %) | 33 200 (22 %) |
| Biomasse et déchets H ₂ + fuels de synthèse | 12 800 | | | | (528 Mt H₂ eq.) 25 800 |
| Énergie primaire par habitant MWh/an | 22,5 | 24,2 | 22,4 | 16,9 | 15,1 |
| Rejets Gt CO ₂ /an | 36 | | | | 0 |
| Électricité (TWh) | 27 000 | 42 824 | 41 373 | 38 713 | 71 200 (dont 20 % pour H₂) |
| Solaire PV | 730 (630 GWc) | 3658 | 4705 | 7208 | 23 500 (14 500 GWc) |
| Éolien | 1430 (700 GW) | 4258 | 5226 | 8295 | 24 800 (8300 GW) |
| Hydraulique | 4300 | 5923 | 6098 | 6934 | 8500 |
| Biomasse | 500 | 1256 | 2049 | 3658 | 7570 |
| Nucléaire | 2700 | 3597 | 3475 | 4409 | 5500 (812 GW) |
| Fossiles | 17 340 | 23 712 | 19 820 | 8209 | 1330 (CCUS) |
| Total énergie finale (TWh) | 120 800 | 157 500 | 147 350 | 114 800 | 95 600 |
| Industrie | 45 000 | 56 350 | 54 250 | 42 000 | 44 500 |
| Transport | 33 900 | 46 300 | 41 900 | 30 400 | 22 200 |
| Bâtiments | 35 800 | 47 000 | 43 700 | 35 800 | 23 900 |
| Autres (Agriculture, usages non énergétiques) | 6100 | 7 850 | 7 500 | 6 600 | 5000 |
| Énergie finale par habitant (MWh/an) | 16,1 | 17,1 | 16 | 12,5 | 9,5 |

Tableau 4. Projections de la consommation d'énergie dans le monde selon trois scénarios de développement pour 2040, et feuille de route de l'IEA pour une neutralité carbone en 2050. (sources : www.iea.org/, <https://cutt.ly/iea-reports-2019> et <https://cutt.ly/iea-reports-2050>)

1• D.H. Meadows, D.L. Meadows, J. Randers et W.W. Behrens III, *The limits to growth*. En français : *Halte à la croissance ?* Fayard (1972). *Les Limites à la croissance (dans un monde fini)*, réédition mise à jour, avec une préface inédite de Dennis Meadows, éditions Rue de l'Échiquier (2022).

2• *World Population Prospects*, United Nations, New York, 2015 revision.

3• S. Pacala et R. Socolow, *Science*, **305** (2004) 968-972.

4• *Global Warming of 1.5°C*, IPCC special report (mis à jour en mars 2020).

5• S. Bouneau et al., *Annales de Physique* **34** (2009) 1 ; S. Bouneau et al., *Reflète de la Physique* **36** (2013) 30-35.

6• *The energy report: 100 % renewable energy by 2050*, WWF Ecofys (2011)

7• *Révolution énergétique*, Conseil Européen des Énergies Renouvelables et Greenpeace International (2009).

8• *Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique* (2013), www.allianceenergie.fr/

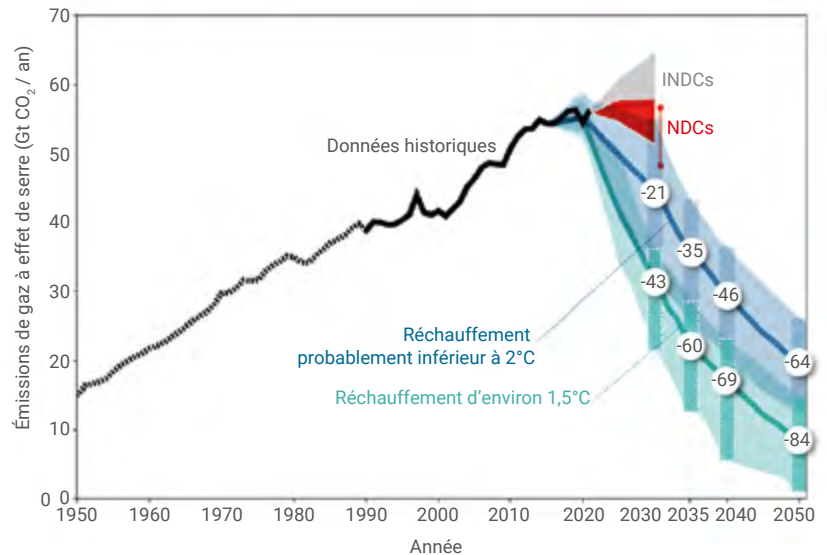
9• *Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050* (2021), RTE, <https://cutt.ly/rte2050>

10• Synthèse du scénario *négaWatt* 2022, www.negawatt.org

11• *Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations*, ADEME (octobre 2015).

12• Collectif *Sauvons le climat, NégaTep, pour réduire les émissions de CO₂ de la France d'ici 2050-60*, Les unpertinents (2021).

13• *Climate Change 2023: Synthesis Report*, IPCC, AR6 SYR (2023), Genève. doi:10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.



(x) Réduction globale (%) des émissions par rapport à 2019

■ NDCs : émissions prévues jusqu'en 2030, dans le cadre de l'accord de Paris, sur la base des contributions déterminées aux niveaux nationaux, incluant l'affectation des terres et des forêts.

● NDCs, excluant les changements d'affectation des terres et des forêts

■ INDCs : émissions prévues jusqu'en 2030, déterminées au niveau national antérieurement à l'accord de Paris

8. Évolution historique des émissions mondiales de gaz à effet de serre depuis 1950, émissions projetées jusqu'en 2030 sur la base des contributions déterminées aux niveaux nationaux, et réductions d'émissions requises par le sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [figure1, page 18, d'un Rapport technique des Nations Unies en préparation de la COP 28, <https://cutt.ly/unfccc-resource-2023-pdf>].

Conclusion

La littérature est riche d'une multitude de scénarios qui ont en commun de se baser sur de futures évolutions socio-économiques en partie prévisibles. Ils se différencient d'une part en raison des idéologies ou des intérêts qui ont présidé à leur élaboration et, d'autre part, selon la méthodologie employée. À quoi servent-ils ?

Au chapitre des motivations, figurent les aides à la décision. Les industriels ou les gouvernements établissent des scénarios dans ce but ou les commandent à des institutions spécialisées. Alerter l'opinion est une autre finalité. Tel était le but de l'étude Meadows-MIT. Les rapports du GIEC ont aussi ce rôle, en particulier celui de 2023 [13], très pessimiste. Certaines ONG environnementales affichent des feuilles de route à suivre impérativement pour répondre à leur désir d'une société humaine plus proche de la nature et débarrassée du nucléaire.

Que ce soit pour décider, alerter ou imposer une ligne de conduite, un scénario publié a toutes chances de refléter les idées plus ou moins préconçues du commanditaire. La rationalité n'y a pas toujours sa place.

Depuis 2020, la crise sanitaire consécutive à l'épidémie de Covid-19 suivie de la guerre en Ukraine mettent à mal l'économie des pays développés et de certains pays émergents. Le problème de la transition énergétique se pose ainsi de façon nouvelle. Des scénarios différents seront sans doute nécessaires, dont tout l'enjeu au niveau mondial reste la construction d'une trajectoire plausible de réduction radicale des émissions de gaz à effet de serre (fig. 8), par combinaison des mesures déterminées au niveau des États. Ces travaux de modélisation fondent les négociations des conférences internationales sur le climat, dont la dernière, la COP 28, s'est tenue fin 2023 à Dubaï. ■

Épilogue de la première partie

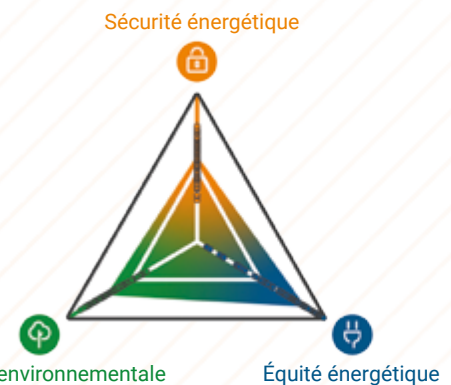
La prise de conscience de l'ampleur de l'impact global des activités humaines sur l'environnement, notamment sur le climat au travers des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi sur les ressources minérales et la biodiversité, conduit l'humanité à devoir opérer des changements drastiques sur ses modes d'accès aux ressources, énergétiques en particulier. Cette première partie nous a permis d'introduire les éléments généraux permettant de préciser les défis et d'éclairer le débat sociétal sur la transition énergétique.

L'étroite relation objective entre le développement humain^(a), le développement économique et la consommation d'énergie impose une forte contrainte physique vis-à-vis des politiques énergétiques de nos sociétés, que l'on peut désigner, pour reprendre la terminologie introduite par le Conseil mondial de l'énergie (www.worldenergy.org/), de « condition de sécurité énergétique ». Cette condition traduit la capacité d'un système énergétique à répondre à la demande et aux risques de rupture d'approvisionnement.

Une seconde condition à remplir est celle d'équité d'accès aux ressources énergétiques, en offrant, à un coût accessible à tous, une énergie fiable et suffisante pour les usages domestiques, collectifs, industriels et commerciaux.

Mais la troisième contrainte, qui motive toutes les politiques dites de transition énergétique discutées et mises en œuvre dans le cadre de scénarios, est bien sûr celle des impacts environnementaux. Le premier impact, conséquence des émissions de gaz à effet de serre, est celui sur le climat. Mais il n'est pas le seul à devoir être considéré, car s'y ajoutent l'impact sur les ressources minérales et les risques sanitaires.

Tous ces aspects seront discutés dans les quatre autres parties de ce numéro. Différentes technologies déjà disponibles ou en voie de maturation industrielle seront présentées et discutées à la lumière de ces contraintes, en adoptant à chaque fois une approche objective, factuelle et rationnelle.



1. Le trilemme énergétique du Conseil mondial de l'énergie. Pour chaque pays, le CME attribue un indice (entre 0 et 100) pour chacune des trois composantes. Voir la discussion en français sur www.globalshift.ca, bulletin du 14 novembre 2021.

Notre objectif ici, en tant que physiciens, n'est pas de promouvoir telle ou telle solution ou scénario (comme ceux présentés dans l'article de J.L. Bobin, p. 36), mais de préciser, sur la base de critères physiques, les défis que les systèmes énergétiques doivent relever pour assurer un approvisionnement répondant aux trois conditions de sécurité, d'équité et de durabilité par minimisation des impacts environnementaux. Sans prise en compte égale des éléments de ce « trilemme » (fig. 1), selon la définition du Conseil mondial de l'énergie, nos sociétés ne pourront reposer sur une assise stable et durable.

Compte tenu de l'augmentation anticipée de la population mondiale et du développement des pays émergents et pauvres, les besoins mondiaux en énergie devraient sans doute augmenter d'environ 50 % au cours du XXI^e siècle. Dès lors, l'examen des propriétés des systèmes énergétiques effectué dans la première partie de ce numéro donne des éléments objectifs permettant d'éclairer l'interrogation fondamentale suivante : **est-il possible à la fois de satisfaire la contrainte climatique, qui requiert de s'affranchir des combustibles fossiles, et de se passer de l'énergie nucléaire, comme source pilotable de production d'énergie ?**

(a) Voir la discussion sur l'indice de développement humain (IDH) dans l'article de G. Bonhomme et H. Safa, p. 18.



© Rabatakeu (Wikipedia CC BY-SA 3.0).



© PrtQs (Wikipedia CC BY-SA 4.0).



© Nambiababu - Bush Control and Biomass Utilisation Project (Wikipedia CC BY-SA 4.0).

Photos, de haut en bas :

- Capteur de vent d'une éolienne située près d'Eilum (Basse-Saxe, Allemagne).
- Le grand four solaire d'Odeillo à Font-Romeu (Pyrénées-Orientales), laboratoire PROMES du CNRS
- Un déchiqueteur convertit de la biomasse (bois) en granulés solides, de dimension 1 à 10 mm, utilisés comme combustibles.



Les principales sources d'électricité et de chaleur bas carbone

Cette deuxième partie est dédiée aux technologies matures pour défossiliser la production d'électricité et de chaleur. Elle est introduite par un texte sur le rôle croissant de l'électricité.

La biomasse est la seule énergie renouvelable de stock contenant du carbone. Une discussion sur les possibilités de son usage énergétique et de son réel impact sur la baisse des gaz à effet de serre est abordée dans l'article de Guillaume Boissonnet.

Dans le cas du solaire, deux technologies sont disponibles : photovoltaïque et solaire à concentration. Les deux solutions sont considérées dans les articles de Daniel Suchet et Jean-François Guillemoles, puis de Gilles Flamant.

L'énergie éolienne est également présentée dans cette partie dans l'article de Joachim Peinke et André Fuchs.

Enfin, la récupération de l'énergie perdue des centrales nucléaires pour des usages industriels ou de chaleur urbaine offre des perspectives très intéressantes en termes de réduction des gaz à effet de serre, comme discuté dans la dernière contribution de Martin Leurent et Henri Safa.

Énergie et rôle croissant de l'électricité

“ [L’augmentation] de la consommation électrique au niveau mondial est aussi nécessaire en France pour accompagner le transfert du gaz vers les piles à combustible dans le chauffage, la production d’hydrogène, le développement du parc de véhicules électriques, celui de l’industrie et des centres de données.”

Dans l’esprit du public ou dans les médias, on confond souvent transition énergétique et transition dans la production d’électricité. Or, l’électricité représente moins de 20 % de l’énergie finale consommée [1]. Il est donc nécessaire d’avoir une vue d’ensemble de cette consommation. L’énergie primaire (c’est-à-dire l’énergie totale) dans le monde relève à 80 % des sources fossiles [2], situation préoccupante qui a peu évolué depuis trente ans malgré le fort développement du renouvelable. Elle est dépensée dans trois grands postes : transports, production de chaleur et production d’électricité. Et les énergies fossiles sont majoritaires dans les trois secteurs au niveau mondial. La nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre implique donc des changements majeurs multiples.

Pour ce qui est des transports, la solution passe par le développement des véhicules électriques ou à hydrogène, voire à carburants de synthèse. Les progrès des batteries pour véhicules électriques sont décrits dans la quatrième partie de ce numéro. Les sources d’électricité devront bien évidemment assurer la production correspondant à ce nouveau besoin : typiquement 60 TWh pour un parc de vingt millions de voitures, à comparer aux 480 TWh consommés annuellement aujourd’hui en France pour les transports. Dans le cas des véhicules à hydrogène, le vecteur essentiel est à nouveau l’électricité utilisée pour l’électrolyse de l’eau. L’électricité joue aussi un rôle majeur, notam-

ment en association avec la biomasse, dans la mise en œuvre de carburants de synthèse.

L’électricité semble encore jouer un rôle croissant pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la production de chaleur : développement des pompes à chaleur (PAC) mené conjointement avec une amélioration des isolations de bâtiments, développement de processus industriels utilisant l’électricité plutôt que les combustibles fossiles. Une meilleure isolation thermique des bâtiments et une généralisation de l’utilisation des pompes à chaleur réduiront de plus de 100 TWh l’énergie fossile utilisée pour le chauffage en France, mais leur alimentation demandera une production supplémentaire d’électricité de plusieurs dizaines de TWh.

On constate que, dans tous les cas, l’électricité est appelée à jouer un rôle majeur. C’est une raison de plus pour que sa production soit décarbonée. Mais une autre conséquence est qu’il est illusoire de prévoir une baisse de la production correspondante. Le développement des pays émergents conduira à un doublement de la consommation d’énergie primaire mondiale, l’évolution de la consommation électrique étant encore plus forte à cause de la réduction des déséquilibres majeurs entre pays riches et pauvres (fig. 1), et à cause des transferts nécessaires vers l’électricité des usages utilisant les combustibles fossiles. Cette évolution de la consommation électrique au niveau mondial est aussi nécessaire



en France, certes de façon plus limitée en pourcentage, pour accompagner le transfert du gaz vers les PAC dans le chauffage, la production d'hydrogène ou de biocarburants de seconde génération, le développement du parc de véhicules électriques, celui de l'industrie et des centres de données, ainsi que l'augmentation attendue de la population. Les améliorations d'efficacité énergétique ne compenseront pas cette tendance.

Les technologies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire et biomasse) et le nucléaire permettent de s'affranchir des énergies fossiles pour la production d'électricité : il est donc possible de la décarboner. Au niveau mondial, 2/3 de l'électricité est d'origine fossile [1] et le changement à opérer est majeur. Ce n'est plus le cas en France puisque la production d'électricité est assurée à 72 % par le nucléaire, 12 % par l'hydraulique, 4 % par l'éolien, 2 % par le photovoltaïque et 2 % par les bioénergies (année 2016 [3]). L'effort à accomplir pour ne plus utiliser les combustibles fossiles ne concerne donc que 8 % de la production électrique totale du pays. Cependant, la loi votée en France en 2015 implique une réduction de la part du nucléaire à 50 %.

Si on garde comme objectif de sortir des fossiles, la seule solution est alors une utilisation accrue de l'éolien et du solaire, puisque, par ailleurs, les sites disponibles pour l'hydraulique sont déjà presque tous utilisés et le potentiel de production des bio-énergies limité. Malheureusement, ces sources d'électricité sont intermittentes, tant pour l'éolien que pour le solaire, surtout sous nos latitudes. Ce problème majeur de l'intermittence sera discuté dans la quatrième partie. Le nucléaire, quant à lui, ne présente pas cette limitation. C'est pourquoi il sera aussi développé dans les pays qui maîtrisent cette technologie et dont les opinions publiques ne la rejettent pas massivement. C'est en particulier le cas de la Chine, de l'Inde, de la Russie et de pays du Moyen ou d'Extrême-Orient.

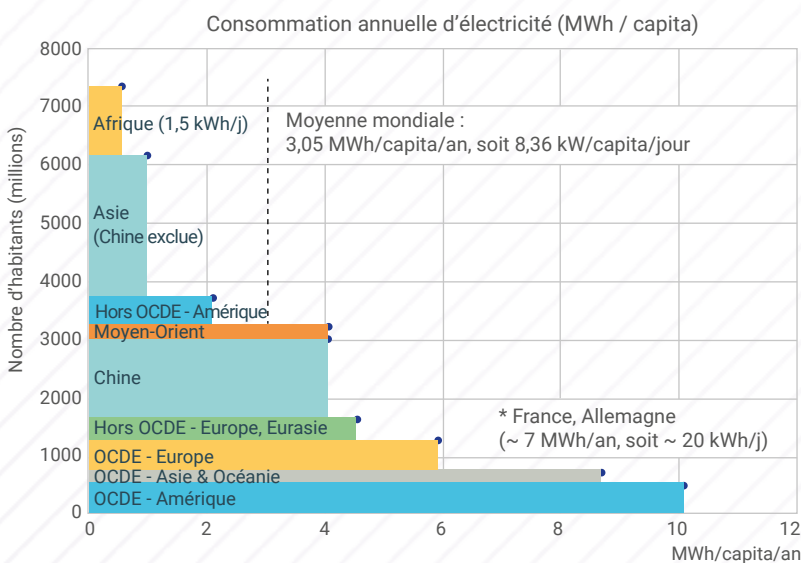
L'électricité peut être produite par des centrales thermiques (fossiles ou biomasse ou nucléaires), par les centrales hydrauliques, ou par les éoliennes et l'énergie solaire. Toutes ces technologies sont aujourd'hui matures, mais l'éolien et le solaire sont plus récents et connaissent un développement massif au niveau mondial. Cette deuxième partie leur est en grande partie dédiée.

Dans le cas du solaire, deux technologies sont disponibles : photovoltaïque et solaire à concentration. La première est plus facile à développer et moins onéreuse, la seconde présente l'avantage d'une moindre intermittence. Les deux solutions sont considérées dans les articles de Daniel Suchet & Jean-François Guillemoles, puis de Gilles Flamant.

L'énergie éolienne sera également discutée dans cette partie dans l'article de Joachim Peinke et André Fuchs, alors que pour le nucléaire qui a déjà fait l'objet d'un numéro spécial de *Reflets de la physique* [4], les éléments sur son futur possible sont abordés en partie 3.

Quant à la biomasse et ses usages énergétiques, une discussion de ses possibilités et de son réel impact sur la baisse des gaz à effet de serre mérite d'être abordée. En effet, en dépassant l'usage traditionnel pour la production de chaleur, c'est dans son utilisation optimisée au travers de procédés la mettant en œuvre de façon combinée avec l'électricité, soit pour la production de chaleur, soit pour la production de carburants de synthèse que réside son vrai potentiel. C'est pourquoi l'article de Guillaume Boissonnet lui est consacré en ouverture de cette deuxième partie.

Enfin, les centrales thermiques présentent l'inconvénient d'un faible rendement thermodynamique associé. On peut donc envisager de leur donner la double mission de production d'électricité et de chaleur. Cette dernière, au lieu d'être rejetée dans l'environnement, pourrait être utilisée à des fins de chauffage ou de besoins industriels. Ces techniques de cogénération, déjà développées dans certains pays, sont discutées dans la dernière contribution de Martin Leurent et Henri Safa. ■



1. Répartition par région du monde de la quantité annuelle d'électricité consommée par habitant (MWh, en abscisse). En ordonnée : nombres d'habitants. Les écarts de consommation de 1 à 20 sont appelés à se réduire. (Source : IEA 2015)



- 1• <https://cutt.ly/wikipedia-prod-electricite>
- 2• https://cutt.ly/conso_energ_mondiales
- 3• www.ecologie.gouv.fr/production-delelectricite
- 4• *Reflets de la physique*, 60 (décembre 2018).

Usages énergétiques des biomasses

Éléments d'une analyse thermodynamique et systémique

Guillaume Boissonnet (guillaume.boissonnet@cea.fr)

CEA, Direction des Énergies, I-Tésé

CEA/Grenoble, 17, avenue des Martyrs, 38054 Grenoble Cedex 9

Le contexte climatique et géopolitique pousse nos sociétés à rechercher comment utiliser au mieux de nouvelles ressources d'énergie, sans contribuer à l'effet de serre. Cependant, « neutre vis-à-vis de l'effet de serre » ne veut pas dire sans carbone. Ainsi, évaluer la neutralité carbone doit se faire sur l'ensemble d'une filière de transformation, et les lois de la thermodynamique s'appliquent à chaque étape.

Dans le mix énergétique actuel, le carbone fossile est majoritaire et dominant.

Et, même dans un système futur, le carbone restera incontournable pour les matériaux, la chimie et l'énergie, tout comme pour l'alimentation. Nous allons voir qu'il s'agit moins de « décarboner » le système que de le « défossiliser ». Le carbone étant alors une ressource critique, il s'agit d'en favoriser les meilleurs usages et de maximiser son rendement de transformation.

Mix énergétique, ressources renouvelables, biomasse

En Europe, la consommation annuelle d'énergie finale est d'environ 1640 Mtep/an, soit 19 073 TWh/an^(a) (données 2018). Le carbone fossile représente 74 % du total, la production d'électricité nucléaire et l'usage des ressources renouvelables contribuant à part égale, 13 % de la consommation chacune, soit 216 Mtep/an (2512 TWh/an). Les usages de la biomasse représentent 65 % des usages renouvelables, essentiellement à des fins de cogénération électricité/ chaleur et d'agro-carburants.

En France, en 2019, la consommation d'énergie finale est de 152 Mtep. En raison de l'usage des énergies renouvelables et du nucléaire, l'électricité européenne est décarbonée à environ 50 %, l'électricité française

est décarbonée à environ 97 % en émissions directes.

En France comme en Europe, les usages des ressources fossiles carbonées (charbon, gaz, pétrole) sont affectés pour 90 % à la chaleur et au transport. **L'effort de défossilisation devrait donc en priorité porter sur ces deux postes.** Les besoins en chaleur peuvent être réduits par un effort d'isolation des bâtiments, les besoins à basse température peuvent être pourvus par des moyens de type solaire thermique ou machines thermiques. En revanche, bien qu'électrifiable pour les véhicules légers (pour les courtes ou moyennes distances) et les transports en commun terrestres, la mobilité devrait continuer à dépendre des carburants dans les secteurs où la substitution reste difficile (transports aérien, terrestre à longue distance hors ferroviaire, maritime).

Nous verrons ici comment le carbone biogénique contribue au système énergétique actuel en tant que première énergie renouvelable, et aussi comment il peut contribuer à l'avenir, notamment en lien avec l'énergie électrique. Les rappels de thermodynamique (encadré 1, p. 52) permettront de positionner les contributions respectives des différentes ressources et vecteurs.

Biomasse, énergie : généralités physiques et thermodynamiques

Biomasse(s) ? Une définition

Le mot « biomasse » désigne l'ensemble de la matière vivante ou issue du vivant, végétale et animale, présente sur la Terre. Dans le contexte de l'énergie, les directives 2003/30/EC, 009/28/EC et 2018/2001 du Parlement



Wikimedia Commons, © Tita Monto

SICET, une centrale biomasse à Ospitale di Cadore, dans les montagnes de la Vénétie en Italie. Cette centrale produit de l'électricité grâce à la vapeur d'eau dégagée par la combustion de matières végétales, qui met en mouvement une turbine reliée à un alternateur.

et du Conseil européen regroupent sous le terme de biomasse « la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture, des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels et municipaux d'origine biologique ».

La biomasse végétale est ainsi constituée de matière organique, d'eau et de minéraux. Elle pousse dans des milieux très variés et possède un large éventail d'humidité, variant de 20 % à 95 % sur la masse totale pour les biomasses terrestres, et jusqu'à 99 % pour les biomasses aquatiques (l'humidité typique d'un arbre en zone tempérée est d'environ 50 %). Sa production est saisonnière dans les zones tempérées et ses coûts de collecte, de stockage et de transport sont élevés, comparés à ceux des ressources fossiles carbonées.

La partie organique peut se résumer à une molécule moyenne de formule brute $C_6H_9O_4$, contenant en masse : 50 % de carbone, 6 % d'hydrogène et 44 % d'oxygène. Le rapport molaire

entre hydrogène et carbone est $H/C = 1,5$, contre 2 pour la plupart des hydrocarbures et 4 pour le méthane. La biomasse est donc une ressource pauvre en hydrogène, ce qui en fait un mauvais candidat pour la production d'hydrogène gazeux.

La forte proportion massique d'oxygène de la biomasse réduit sa densité énergétique massique, car l'oxygène ne contribue pas au contenu énergétique, au contraire du carbone et de l'hydrogène. Ce pouvoir calorifique modéré, de 18 à 20 MJ/kg (5 à 5,5 kWh/kg), est 2 à 2,5 fois inférieur à celui des hydrocarbures liquides, exempts d'oxygène, compris entre 40 et 45 MJ/kg (11 à 12,5 kWh/kg).

Vu les transformations nécessaires pour produire de l'énergie, les biomasses sont fréquemment classées en fonction de leur taux d'humidité.

1• Les biomasses « **humides** » contiennent plus de 50 % d'humidité (jusqu'à 90 % dans certains cas). Il s'agit de biomasses sucrières pour les moins humides et d'autres biomasses humides, presque liquides telles que déjections animales, liqueurs noires de papeterie, déchets agroalimentaires

tels que les peaux de fruits. Les algues et microalgues, dont la teneur en eau dépasse généralement 99,9 %, sont également intégrées dans cette catégorie.

2• Les biomasses dites « **sèches** » ou « **ligno-cellulosiques** » sont des solides contenant environ 50 % d'humidité, au maximum. Ce sont en particulier les bois, pailles, espèces herbacées et cultures énergétiques.

L'humidité a une conséquence directe sur le mode de transformation des biomasses et sur les produits associés. Ainsi, les biomasses humides sont transformées par des procédés à basse température (inférieure à 100°C à pression atmosphérique), pour éviter de dépenser l'énergie de séchage du produit. Elles sont parfois en compétition pour la production d'énergie ou d'alimentation. La betterave et la canne, qui donnent essentiellement du sucre, sont utilisées à des fins alimentaires ou pour produire de l'éthanol par fermentation. Une plante oléagineuse servira à produire de l'huile, qui pourra ensuite être utilisée pour l'alimentation ou comme carburant. Une biomasse ligno-cellulosique, relativement sèche,

>>>

➔ THERMODYNAMIQUE, POUVOIR CALORIFIQUE, ENTHALPIE STANDARD DE FORMATION ET TRANSFORMATIONS D'ÉNERGIE LIÉES AU CARBONE

Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) d'un combustible est égal à la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de masse de ce combustible dans l'air sous une pression de $1,01325 \cdot 10^5$ Pa et à la température constante de 0°C [i], l'eau formée pendant la combustion restant à l'état gazeux.

La biomasse étant une famille de combustibles de compositions et de contenus énergétiques variables, il est souvent long et fastidieux de mesurer le PCI dans chaque cas particulier. C'est la raison pour laquelle une valeur moyenne du PCI de la partie organique d'une biomasse, proche de 18 MJ/kg , est généralement considérée.

Le pouvoir calorifique d'un composé chimique est directement lié à son enthalpie standard de formation, qui est celle mise en jeu lors de la formation d'une mole de ce composé à partir des corps simples, purs, pris dans l'état standard et stables à la température considérée T.

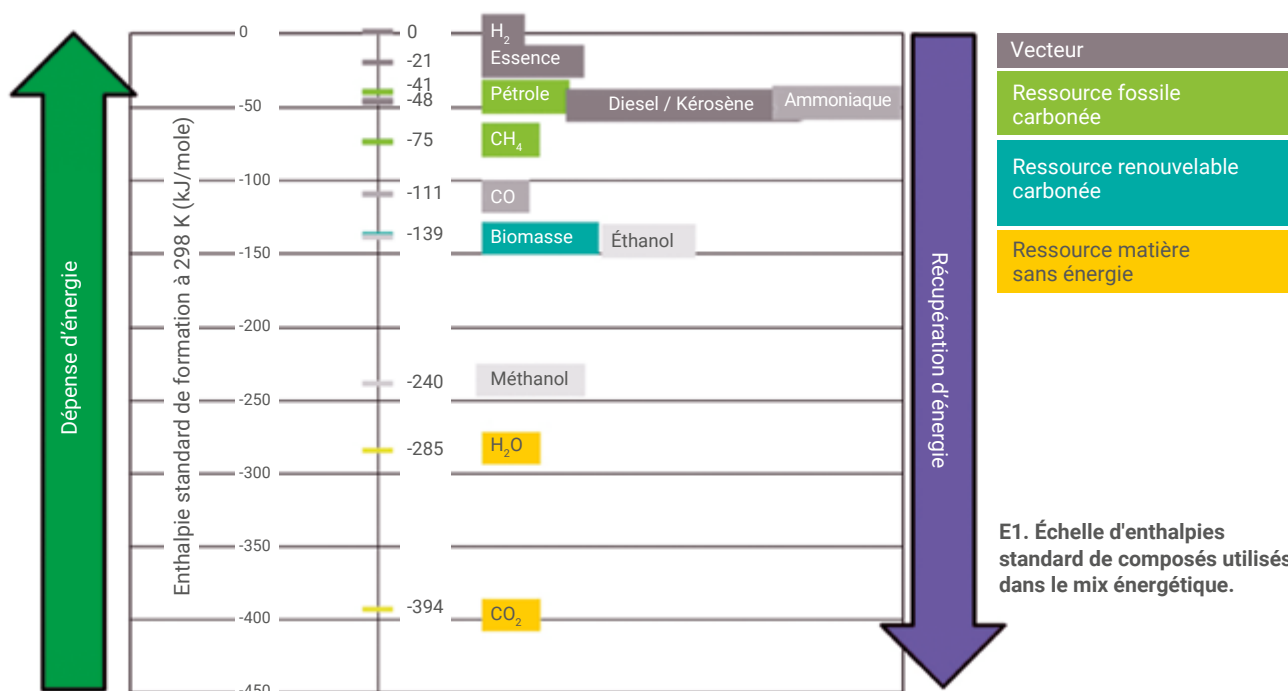
Comme nous l'avons dit, la biomasse est un mélange de polymères, d'organiques volatiles et de minéraux. Cependant, en considérant une formule brute moyenne $\text{C}_x\text{H}_y\text{O}_z$, il est possible de définir une enthalpie standard de formation de la biomasse et de la calculer à partir de son PCI. La figure E1 représente l'échelle des enthalpies standard de formation de composés carbonés, de l'ammoniaque, de l'hydrogène et de l'eau, exprimées en kJ/mol pour des composés ramenés à un atome de carbone, dans leur formule brute (pour la biomasse, par exemple, $\text{CH}_{1,5}\text{O}_{0,66}$). Dégager ou consommer de l'énergie lors d'une transformation impliquant ces composés revient à monter ou descendre cette échelle. Produire un vecteur énergétique concentré en énergie nécessite de remonter l'échelle. Une combustion revient à descendre l'échelle, en transformant une énergie potentielle (pouvoir calorifique) sous une autre forme

(thermique, mécanique, électrique...). La combustion produit des déchets sous forme oxydée : CO_2 et H_2O , qui ne peuvent pas fournir une énergie utilisable.

Pour produire de l'hydrogène, par exemple, plus l'enthalpie standard de formation est faible, plus l'énergie nécessaire à la production est importante. Inversement, plus le composé à brûler est haut dans l'échelle (maximum zéro pour l'hydrogène), plus la combustion est exothermique. Les ressources naturelles fossiles, ainsi que les vecteurs de type essence ou kérosène, sont positionnées en haut de l'échelle, car naturellement concentrées en énergie. La biomasse, moins dense en énergie car partiellement oxydée, est la ressource carbonée la plus basse dans l'échelle, mais elle est également **la seule ressource carbonée renouvelable contenant de l'énergie** (le CO_2 est une source de carbone recyclable, sans contenu énergétique). La fossilisation de biomasses en pétrole, gaz et charbon, a eu pour effet de transformer des ressources peu denses en ressources plus denses, essentiellement grâce à la perte de l'oxygène.

L'échelle de la figure E1 montre l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie à fournir pour produire un vecteur énergétique dense à partir d'une ressource peu dense, voire dépourvue d'énergie. Ainsi, produire du kérosène à partir de la biomasse est trois à cinq fois plus énergivore que de le produire à partir du pétrole ou du CH_4 . De même, produire un hydrocarbure à partir de la biomasse nécessite moins d'énergie qu'à partir de H_2O et CO_2 , qui sont les « déchets énergétiques » totalement oxydés de la réaction de combustion et ne contiennent pas d'énergie.

[i] D. Laguerre, « Mesure du pouvoir calorifique des gaz », *Techniques de l'Ingénieur*, r2980, p. 17, Éditions T.I., Paris (2005). doi:10.51257/a-v2-r2980

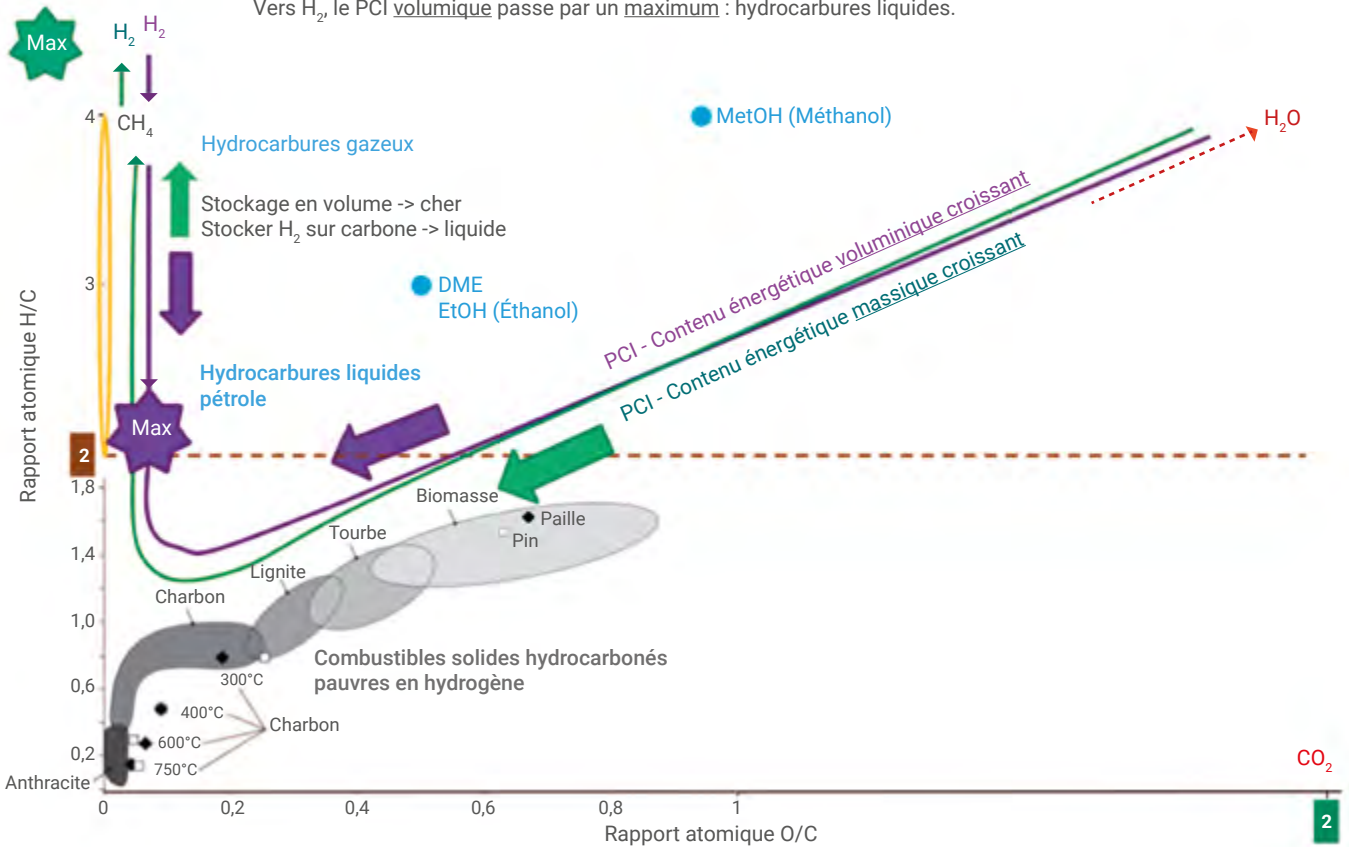


E1. Échelle d'enthalpies standard de composés utilisés dans le mix énergétique.



Vers H_2 , le PCI massique est toujours croissant.

Vers H_2 , le PCI volumique passe par un maximum : hydrocarbures liquides.



1. Diagramme de Van Krevelen des solides, liquides et gaz hydrocarbonés, et PCI massique et volumique.

En abscisse : rapport molaire O/C, et en ordonnée : rapport molaire H/C du composé organique. L'évolution du PCI en fonction des rapports H/C et O/C est figurée en vert pour le PCI massique, et en violet pour le PCI volumique.

>>>

pourra quant à elle, être valorisée par des procédés à haute température. Elle est plus rarement soumise aux contraintes de compétitions.

Transport et stockage des ressources et vecteurs énergétiques : avantages de la biomasse et influence des pouvoirs calorifiques massique et volumique

La grande majorité des sources d'énergies renouvelables sont des énergies de flux, donc non stockables naturellement de manière pérenne. Elles servent généralement à la production de chaleur et d'électricité, vecteurs également difficiles à stocker. Aussi, ces usages nécessitent le développement de moyens poussés et souvent coûteux de stockage et de régulation des systèmes.

Grâce à son état de matériau et à sa composition chimique, la biomasse est la seule source de carbone renouvelable et la seule ressource

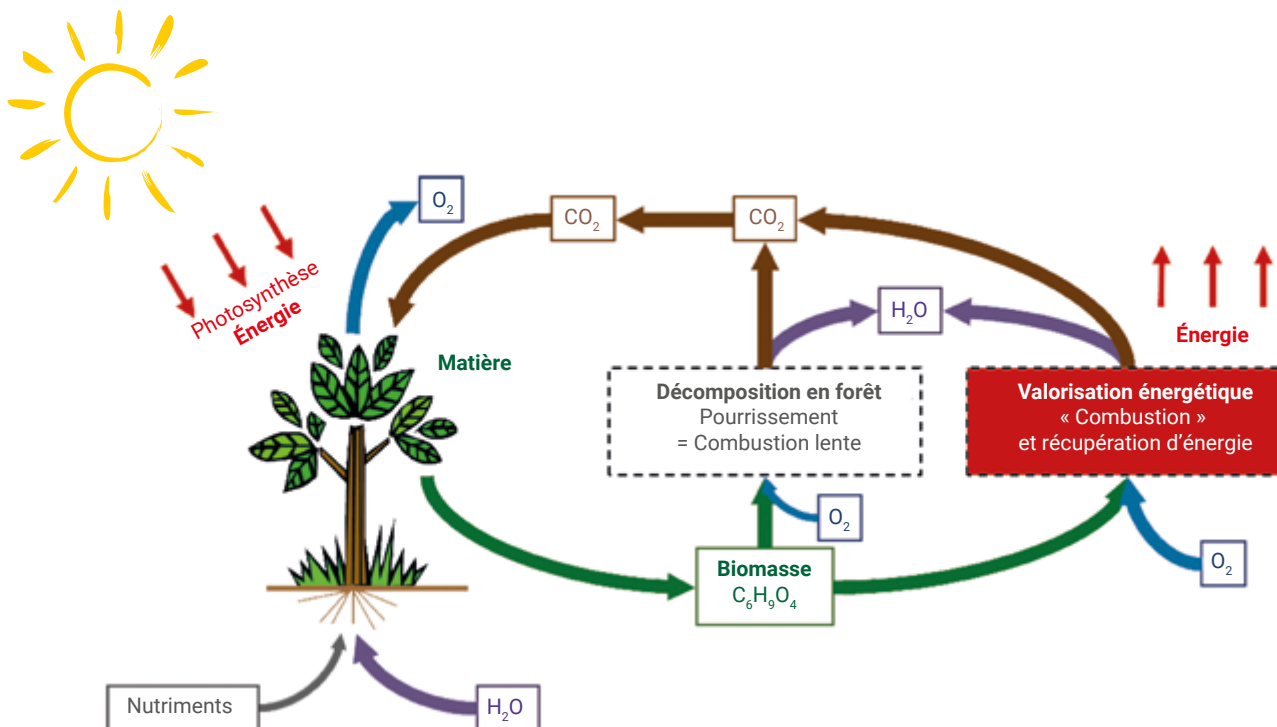
d'énergie renouvelable de stock. Outre ses applications agroalimentaire et matériaux, ses applications énergétiques sont variées, du vecteur chaleur aux combustibles, qui sont techniquement faciles et peu coûteux à stocker. Ceci permet d'absorber les régimes transitoires par un simple ajustement des niveaux de réservoirs, peu technologique et peu coûteux, ce qui présente un avantage majeur par rapport aux énergies de flux.

La capacité du carbone à se lier à quatre atomes et en particulier à l'hydrogène permet de constituer des molécules organiques à forte densité de contenu d'énergie. Cette densité d'énergie est recherchée en masse, mais aussi en volume. Or **les combustibles ont différentes densités d'énergie, notamment volumique,** selon qu'ils sont solides, liquides ou gazeux. Ceci a un impact technique et économique sur la chaîne de transport et de stockage.

Le diagramme de Van Krevelen représenté sur la figure 1 permet de positionner l'ensemble des molécules et composés organiques dans un espace délimité en abscisse par la valeur maximale 2 du rapport O/C, et en ordonnée par la valeur maximale 4 du rapport H/C. Il présente également l'intérêt de pouvoir contenir les composés organiques solides, liquides et gazeux dans les conditions normales. Sur ce diagramme sont placés, en gris, les composés solides, de la biomasse et ses charbons à l'anthracite, ce qui permet de visualiser l'évolution de leurs rapports O/C et H/C.

Les biomasses sont riches en oxygène et en hydrogène. Ces deux atomes sont perdus lors de la fossilisation des biomasses pour produire des charbons. La faible proportion d'oxygène dans les charbons explique que leur PCI massique soit plus élevé que celui des biomasses. La faible proportion d'hydrogène a un impact

>>>



2. Cycle du carbone de la biomasse, hors alimentation et construction.

>>>

négatif sur le PCI. Dans la catégorie des liquides, les composés contenant de l'oxygène, tels les alcools ou l'éther, sont pénalisés énergétiquement, du fait de leur contenu élevé en oxygène. Enfin, les hydrocarbures liquides ou gazeux sont les composés organiques les plus denses en énergie puisque exempts d'oxygène. Le rapport H/C des alcanes liquides tend vers 2 quand les chaînes s'allongent (H/C du pentane : 2,4), celui des gaz évolue entre 2,5 et 4. Leur PCI massique augmente avec la valeur du rapport H/C. L'hydrogène, exempt de carbone, possède quant à lui le PCI massique le plus élevé. Enfin, le gaz carbonique et l'eau ne contiennent pas d'énergie. **En référence à la masse, l'intérêt est donc d'utiliser des vecteurs ayant le rapport H/C le plus élevé.**

Contrairement au PCI massique, qui est toujours croissant en progressant vers l'hydrogène, le **PCI volumique atteint un maximum** pour les hydrocarbures liquides, aux alentours de H/C = 2. Contrairement aux gaz, les liquides et les solides nécessitent peu de moyens technologiques et peu d'énergie pour leur transport et leur stockage. Les liquides, en particulier, présentent un avantage physique sur les solides et les gaz en matière de stockage, pompage, injection, et fonctionnement en pression. Cela présente un gain énergétique

significatif sur l'ensemble de la chaîne et *in fine* un gain économique.

Fermeture du cycle du carbone : l'usage de biomasse est-il neutre pour l'effet de serre ?

Les activités humaines conduisent à larguer dans l'atmosphère, en quelques dizaines d'années, le carbone accumulé au cours de millions d'années dans les « ressources » fossiles. L'accumulation du CO₂ dans l'atmosphère est d'environ 94 millions de tonnes/jour, soit en moyenne 4,5 tonnes par habitant de la planète et par an, qui est aussi la moyenne française, alors que la moyenne européenne est d'environ 6,5.

La question de la neutralité des usages de la biomasse vis-à-vis de l'effet de serre est, quant à elle, souvent posée sans être véritablement tranchée. Du point de vue des usages, il s'agit simplement d'établir théoriquement un bilan entrée/sortie ayant un terme d'accumulation nul. Dans la pratique, parvenir à cet équilibre est délicat car celui-ci est complexe et concerne tous les écosystèmes : sols, biomasse aérienne (forêts, cultures), milieux aquatiques. Son analyse repose sur l'étude des mécanismes physico-chimiques de la croissance des plantes, de la vie des sols et des milieux aquatiques. Les études consacrées au changement d'affectation

des sols directs ou indirects et à ses conséquences sur le stock de carbone, intègrent ces questions [1]. Ces aspects sont régulés au niveau européen par la "Renewable Energy Directive – Recast to 2030 (RED II)". Il s'agit de plus, de ne pas nuire aux écosystèmes, qui intègrent toutes les espèces vivantes, végétales et animales.

En terme de bilan de CO₂, en se limitant à n'exploiter que la biomasse ayant poussé pendant l'année, les flux s'équilibrent et un régime permanent s'établit (fig. 2). Alors, le stock de carbone et d'énergie sous forme de biomasse reste à peu près constant. **Les écosystèmes sont donc à la fois des stocks de carbone et des milieux participant à la régulation des flux.**

Comme le montre la figure 3, une jeune forêt entretenue a une croissance plus forte qu'une forêt ancienne non entretenue qui, elle, atteint un équilibre : il meurt autant d'arbres qu'il en naît. C'est le cas des forêts primaires qui constituent un stock important de carbone, mais n'en accumulent presque plus et qui, en cas de déforestation, deviennent émettrices de CO₂. Une forêt stocke d'autant plus de carbone annuellement qu'elle est entretenue ou exploitée, en sortant le bois mort, pour laisser la place à des arbres jeunes pour se développer. Une forêt entretenue^(b) continue à se développer



et fournit annuellement une quantité de biomasse supérieure à sa production en phase de stagnation. Cet accroissement, à la fois du flux et du stock, est relié au bilan d'absorption du carbone provenant de l'atmosphère.

Cette biomasse peut être laissée en forêt, où elle finira par pourrir et se retransformer en CO_2 et H_2O , ou bien être extraite et valorisée pour les activités humaines (construction, chimie, énergie). Mais les pratiques liées à l'usage des biomasses ne doivent pas déstocker le carbone contenu dans ces réservoirs aériens et souterrains, au risque d'aggraver l'effet de serre.

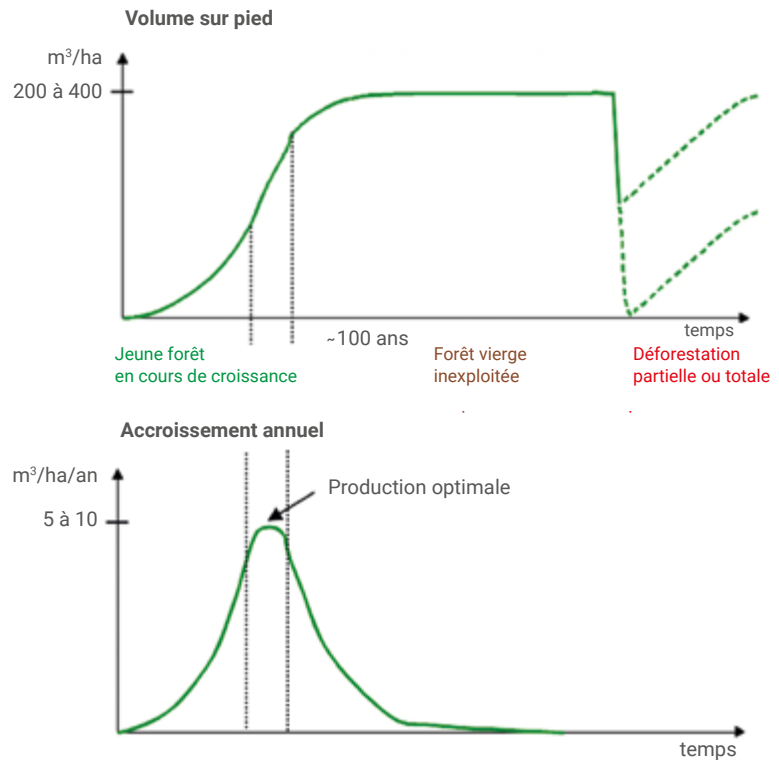
Si les hommes sont peu nombreux, ils ne retireront qu'une portion infime de la biomasse d'une forêt, sans impact sur son équilibre. Si le prélèvement devient massif, il y a un risque de déséquilibre. À grande échelle, il faut inventer un mode de gestion respectant l'équilibre des forêts pour éviter un non-sens environnemental en matière de CO_2 et pour d'autres raisons (biodiversité, équilibre des sols...). La France s'est ainsi dotée en 2015 d'une Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse au sein de la loi de transition énergétique pour la croissance verte [2].

Énergies renouvelables, gisements de biomasses et complémentarités

Usages actuels en France

En 2019, la consommation finale d'énergie renouvelable était de 26,5 Mtep/an, soit 308 TWh/an^(c) et 17 % de la consommation finale. La biomasse est la ressource renouvelable majoritaire à 54 % (bois pour l'énergie 39 %, biocarburants 12 %, biogaz 2 %). Le bois pour l'énergie est principalement affecté à la chaleur, dont 2/3 vers le bois des ménages et 5 % vers la production d'électricité (voir l'image p. 51). Le biogaz est utilisé à part égale entre électricité et chaleur.

Les autres ressources renouvelables sont majoritairement affectées à la production d'électricité (hydraulique 20 %, éolien 10 %, solaire photovoltaïque 4 %). La production de



3. Évolution et différentes étapes de la vie d'une forêt inexploitée.

chaleur non issue de la biomasse provient des pompes à chaleur et de la géothermie (10 %).

La consommation totale de biocarburants liquides est de 3,2 Mtep/an, stable ces dernières années. En terme de PCI, elle représente 9 % de la consommation dans les transports, répondant aux objectifs européens 2020 de 10 %. L'éthanol, incorporable à l'essence, est produit en France principalement à partir de betteraves sucrières ; sa consommation est de 0,7 Mtep/an [3]. Les EMAG et les HVO^(d) sont les deux principaux biocarburants incorporés au gazole routier. Ils sont produits à partir de biomasses contenant des acides gras comme les cultures oléagineuses (colza, palme, soja, etc.), les huiles usagées ou les graisses animales. Leur consommation est d'environ 2,5 Mtep/an.

Le gisement de ressources en biomasse ne pourra pas répondre à tous les besoins en chaleur, électricité et carburants, car il est limité. Il faut donc s'interroger sur les meilleurs usages de ces ressources.

L'analyse physique et systémique montre que brûler massivement la biomasse pour produire de la chaleur n'est pas une solution optimale (il est préférable d'isoler les bâtiments), et qu'il

faudrait la réserver aux cas marginaux de cogénération électricité-chaleur lorsqu'il n'y a pas de solution de rechange (sites isolés montagneux, par exemple). Les productions de chaleur et d'électricité disposent par ailleurs d'autres solutions technologiques, et la combustion ne permet pas de valoriser le carbone pour des usages matière ou vecteur d'énergie. Concernant la mobilité, il est possible de faire certains kilomètres avec des solutions d'électrification (batteries pour trajets moyens en véhicules légers, hydrogène). L'usage des carburants liquides de type kérosène reste incontournable dans le cas de l'aviation par gros porteurs et à longue distance, en raison de leur densité d'énergie volumique, qu'aucun autre vecteur énergétique n'atteint (en particulier l'hydrogène et les batteries). Les carburants liquides restent également très avantageux pour le transport terrestre à longue distance et le transport maritime.

Peut-on accéder à une offre supplémentaire ?

Pour répondre à cette question, il faut établir un état des lieux des gisements potentiels de ressources en biomasses à des fins énergétiques.

>>>

Cet exercice est fastidieux et incertain. En effet, les évaluations réalisées sont dispersées et d'une méthodologie délicate à mettre en œuvre. Il existe un nombre croissant d'études qui, selon les hypothèses retenues, aboutissent encore aujourd'hui à des estimations dispersées, comme le montrent les travaux de l'Imperial College of London et Conca, de Kearney, du WWF et de Solagro, pour ne citer que les plus récents.

Cette évaluation évoluera à l'avenir, notamment grâce à des travaux menés en France par l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie, ou en Europe par le Centre commun de recherches (JRC).

Pour établir les valeurs ci-après, les contraintes suivantes ont été considérées :

- **pas de concurrence avec l'alimentaire** : les biomasses considérées n'entrent pas en concurrence d'usage des sols ou d'usage final avec celles de l'industrie agro-alimentaire ;
- **pas de concurrence avec la biomasse actuellement exploitée** : ce travail n'étant pas prospectif, il n'est pas nécessaire de discuter d'éventuelles réorientations de filières ;
- **ne pas toucher au stock** : n'exploiter que la pousse annuelle, accroître la durabilité et réduire l'impact sur l'effet de serre.

L'estimation montre un **potentiel supplémentaire de 200 à 300 Mtep/an en Europe**, pour 140 Mtep/an aujourd'hui, dans lequel les ressources agricoles et forestières contribueraient chacune environ pour moitié. Pour la France, le potentiel supplémentaire serait de **10 à 30 Mtep/an**, pour 14 Mtep aujourd'hui. La différence entre minimum et maximum repose sur les hypothèses de contribution de la forêt et de gisement potentiel des cultures énergétiques.

La part des déchets (hors forêt) ne représente qu'environ 10 % du gisement de biomasse. Cette estimation vient renforcer une analyse [4] selon laquelle « un pays ou une région ne peut pas baser son économie et sa politique énergétique sur les déchets, car leur part est trop faible en énergie et en matière. »

Avec ces gisements supplémentaires, la biomasse pourrait se substituer à 20 % de la consommation totale d'énergie finale, contre 8,5 % aujourd'hui, à 30 % de l'énergie d'origine carbonée fossile et à 70 % de l'énergie consommée dans le secteur des transports. La situation est donc contrastée : la biomasse est la ressource ayant l'usage actuel et le potentiel le plus élevé, et la seule ressource renouvelable d'énergie carbonée. Cependant, son gisement potentiel n'est pas suffisant pour réaliser une substitution à 100 % des énergies carbonées fossiles, ni même des carburants. On arrive donc au constat suivant : « indispensable mais insuffisant ».

La production d'électricité et de chaleur résidentielle à basse température est actuellement la part la plus importante des usages de biomasses. Ces productions peuvent reposer sur d'autres moyens de substitution, comme l'éolien ou le solaire. Pour tenir compte de la rareté future de la biomasse, il conviendrait de réduire son usage en production d'électricité et de chaleur, et de la réserver à des applications pour lesquelles l'usage du carbone n'est pas substituable, comme la chimie ou les combustibles, notamment les carburants pour les transports.

Les usages du carbone en lien avec l'électricité. Biomasses ou CO₂ comme sources de carbone renouvelables ou recyclées, combinées avec l'hydrogène

La rareté du carbone issu de la biomasse renouvelable pousse à maximiser sa conversion en vecteur à haute densité énergétique et à plus haute valeur ajoutée. Le recyclage du CO₂ est également une solution pour soutenir le besoin en carbone d'origine non fossile. Or, la biomasse a un rapport H/C de 1,5, alors que **les liquides à haute densité d'énergie (diesel, kérosène) ont un H/C de 2 et le méthane un H/C égal à 4.**

Dans le cas des usages de la biomasse, aboutir à H/C = 2 implique nécessairement une perte en rendement carbone, à moins d'injecter de l'hydrogène. L'usage du CO₂ impose quant à lui l'injection de 100 % de l'hydrogène nécessaire.

La combinaison biomasse-électricité a été étudiée au CEA depuis 2005 [5]. De son côté, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE intègre les interactions entre l'électricité et d'autres vecteurs, en y incluant les usages des biomasses. Il a été démontré par des analyses multicritères que, lors de la production de combustibles de synthèse (diesel, kérosène, méthane, méthanol), l'injection d'hydrogène permet jusqu'à un doublement du rendement carbone biomasse vers combustible [6]. Pour une unité de production de carburant de 200 MW_{PCI'} une technologie standard produit environ 0,5 MWh_{carb}/MWh_{Bio} à un coût estimé de 1,0 à 1,4 €/l. Pour les technologies utilisant l'injection d'hydrogène électrolytique, la conversion augmente jusqu'à 0,8 MWh_{carb}/MWh_{Bio} avec des coûts de production d'environ 1,8 €/l. La capacité de stockage de l'électricité, dans ce cas, est de 0,5 MWh_{elec}/MWh_{carb'} ce qui correspond à un besoin net en électricité d'environ 0,4 MWh_{elec}/MWh_{PCI-Bio'}. **Il y a donc un fort intérêt à injecter de l'hydrogène pour maximiser le rendement carbone.**

Ainsi, une étude réalisée en 2019 a montré que la biomasse européenne pourrait potentiellement couvrir les besoins des transports aériens, maritimes et d'une partie du transport terrestre, sous condition d'électrification majoritaire du transport terrestre (50 à 70 % des kilomètres) et en maximisant la conversion du carbone renouvelable en combustibles à haut PCI [7].

Bien entendu, le CO₂ peut lui aussi être utilisé comme matière première. À quantité de produit combustible égal, l'énergie à injecter sous forme d'hydrogène est deux fois celle du cas biomasse le plus consommateur. En effet, l'énergie électrique nécessaire à la production d'hydrogène pour recycler massivement du CO₂ en carburants liquides est de l'ordre de 1,4 MWh_{elec}/MWh_{PCI-Combustible'}.

Pour fixer les ordres de grandeur, on peut projeter que convertir la quantité de CO₂ concentré, provenant d'émissions industrielles théoriquement récupérables en un an (140 MtCO₂ en 2020 et 25 MtCO₂ à l'horizon 2050⁽⁶⁾), nécessiterait des débits d'hydrogène de 19 Mt/an et 3,4 Mt/an respectivement. Pour rappel,

200 ans d'électricité solaire

Daniel Suchet (daniel.suchet@polytechnique.org) et **Jean-François Guillemoles** (jfguillemoles@cnrs.fr)

Institut Photovoltaïque d'Ile de France (IPVF) (UMR 9006 CNRS et École polytechnique)

18 Boulevard Thomas Gobert, 91120 Palaiseau

Centre interdisciplinaire Energy for Climate (E4C), Institut Polytechnique de Paris

Deux-cents ans après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel, les panneaux solaires sont devenus une technologie du quotidien, que l'on croise sur les toits des maisons ou le long des voies de chemin de fer. Cette apparente familiarité cache cependant l'évolution rapide et continue de la filière : les panneaux installés aujourd'hui sont bien différents de ceux mis en place il y a quelques années, en termes de conception, de coûts comme de défis à relever. Le photovoltaïque s'impose maintenant comme un acteur incontournable du paysage énergétique mondial, et son dynamisme exige de suivre son évolution de près.

Cet article se propose de faire le point sur l'état actuel de la filière en présentant les ordres de grandeur typiques, la dynamique du secteur et les perspectives à venir. Il pourra être complété par les questions-réponses élaborées par des chercheurs du domaine et disponibles sur <https://solairepv.fr/>.

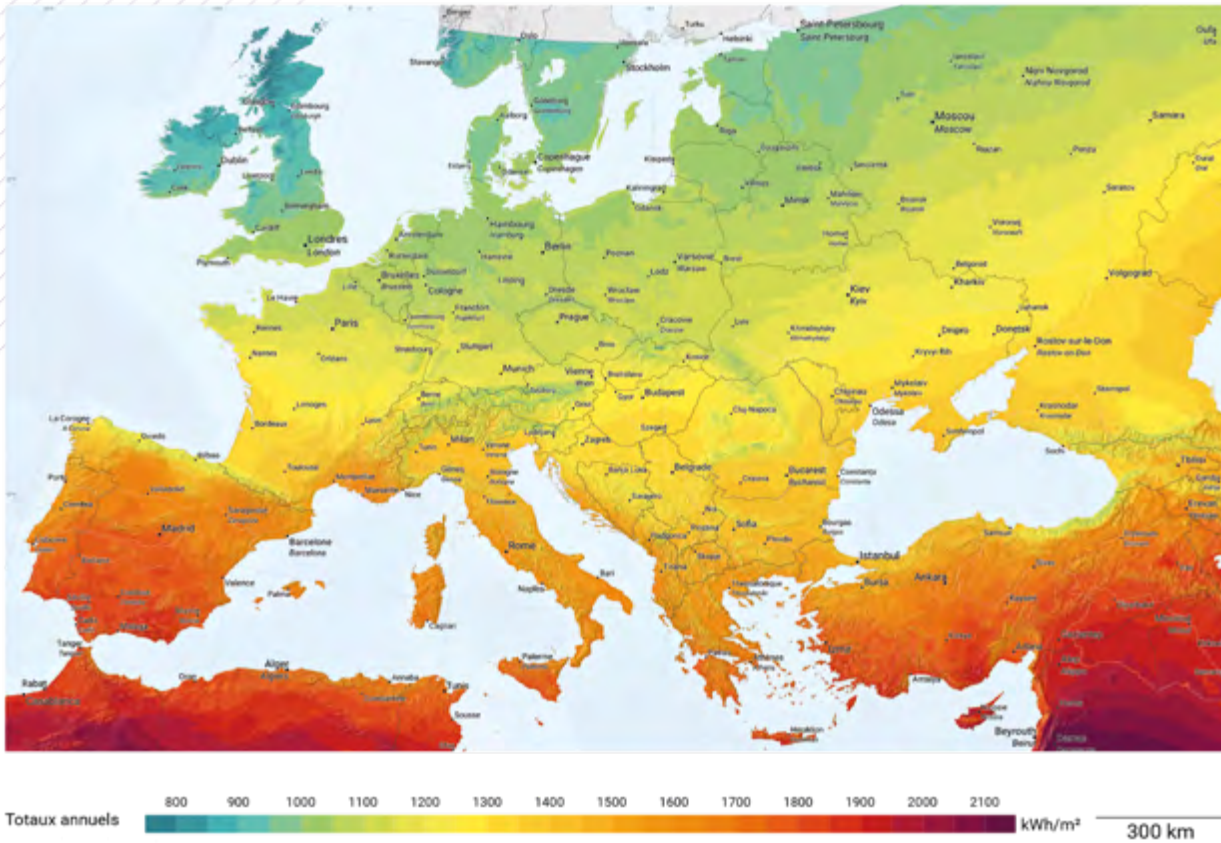
Ressources solaires

Le Soleil est à l'origine de la quasi-totalité des ressources énergétiques de la planète (hors fission et fusion nucléaires, et énergies des marées). Avant de pénétrer dans l'atmosphère, le rayonnement solaire représente 1300 W/m^2 . Une fraction de cette puissance est absorbée lors de la traversée de l'atmosphère, et environ 1000 W/m^2 peuvent atteindre le sol sous nos latitudes – c'est l'illumination standard sous laquelle le rendement nominal des dispositifs est évalué. En tenant compte de l'alternance jour/nuit et des conditions météorologiques, ce sont environ

150 W/m^2 dont nous disposons en moyenne sur l'année en France (fig. 1). À l'échelle du territoire, la puissance solaire représente ainsi près de trois-cents fois l'approvisionnement en énergie primaire du pays. La surface utile des toits, des friches industrielles et des ombrières de parking fournit à elle seule un potentiel d'environ 200 TWh électrique par an sans nouvelles artificialisations du sol. Par comparaison, les « Futurs énergétiques 2050 » du Réseau de transport d'électricité RTE envisagent une production solaire entre 100 et 250 TWh par an dans un mix énergétique entièrement

décarboné. C'est donc une véritable manne énergétique qui tombe littéralement du ciel, certes diffuse et intermittente, mais dont il s'agit de tirer le meilleur parti.

Plusieurs stratégies de conversion peuvent en effet être envisagées. La photosynthèse convertit l'énergie solaire en énergie chimique, avec un rendement typique inférieur à 1 %. Le solaire thermique utilise le Soleil pour chauffer de l'eau, produisant une chaleur de faible qualité ($< 100^\circ\text{C}$) adaptée aux usages domestiques. En concentrant la lumière du Soleil à l'aide de miroirs convergents ou de lentilles, le solaire thermodynamique



© 2019 Solargis

1. Moyenne annuelle à long terme de l'irradiation solaire reçue par une surface horizontale en Europe (en kWh/m²), calculée sur la période 1994-2018.

(ou thermique à concentration) atteint des températures bien plus élevées, suffisantes pour alimenter une turbine et transformer la chaleur collectée en travail électrique (voir l'article de G. Flamant, p. 63). Le solaire photovoltaïque, enfin, permet également de produire de l'électricité, mais fonctionne en conversion directe et ne nécessite pas de concentration. Cette filière connaît le développement le plus rapide des technologies solaires, et le reste de cet article lui est consacré.

Générer une puissance électrique exige d'un dispositif photovoltaïque quatre propriétés fondamentales. En premier lieu, la lumière du Soleil doit être absorbée efficacement, ce qui impose que les matériaux utilisés ne présentent pas une bande interdite (*band gap*) trop importante. Ensuite, les électrons photogénérés doivent rester excités suffisamment longtemps pour être collectés : les matériaux doivent donc être

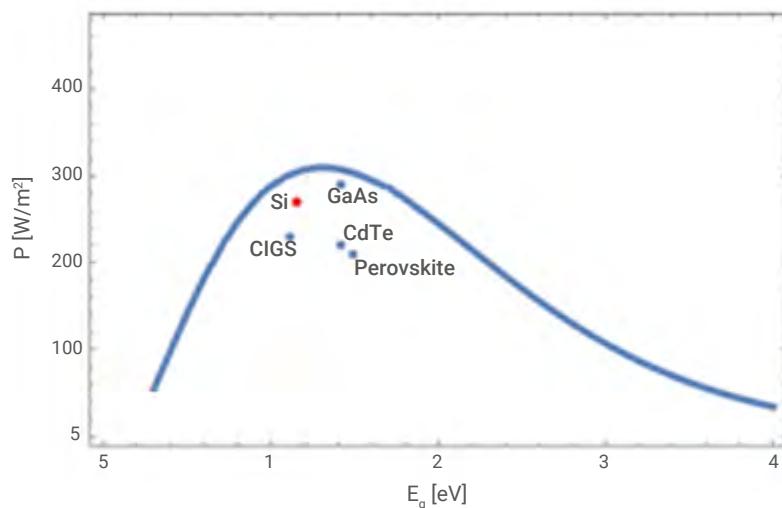
suffisamment exempts de défauts pour limiter les recombinaisons non radiatives. Troisièmement, les porteurs de charge doivent pouvoir se déplacer du centre de l'absorbeur, où ils ont été générés, jusqu'aux bornes du dispositif, exigeant des bonnes propriétés de transport. Enfin, l'extraction des porteurs doit être faite de façon sélective : les électrons sont extraits par un des contacts, et injectés par l'autre contact. L'architecture du dispositif doit ainsi présenter une certaine asymétrie permettant d'imposer le sens du courant – typiquement, cela est obtenu au moyen d'une jonction entre deux matériaux de différents dopages (homojonction) ou de différentes natures (hétérojonction), et d'un *design* des contacts électriques de chaque polarité.

Il existe une grande diversité de filières technologiques permettant d'obtenir ces propriétés pour une variété de matériaux. Cependant, toutes les technologies à simple

jonction sont limitées dans leur efficacité de conversion par le même compromis entre deux exigences contradictoires. D'une part, le courant photogénéré augmente avec le nombre de photons absorbés, ce qui incite à utiliser des matériaux dotés d'une faible bande interdite. D'autre part, la tension obtenue aux bornes du dispositif est d'autant plus grande que la bande interdite est importante. La puissance électrique, produit du courant par la tension, sera donc faible si le matériau présente une bande interdite trop petite (limitée par la tension) ou trop grande (limitée par le courant). Il existe donc une bande interdite optimale, de l'ordre de 1,1 eV pour le spectre solaire, qui permet un rendement maximum de 30 % environ (modèle de Shockley-Queisser) [1].

C'est donc autour de cette bande interdite optimale que se situe l'ensemble des technologies solaires (fig. 2), qui s'approchent déjà de cette limite fatidique. La filière silicium,

>>>



2. Puissance surfacique P sous le spectre solaire standard (1000 W/m^2) en fonction de la largeur E_g de bande interdite du matériau. Le trait plein donne la limite théorique pour un dispositif à simple jonction, les points indiquent les records obtenus en laboratoire pour différents matériaux : silicium, arséniure de gallium (GaAs), tellurure de cadmium (CdTe), diséléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS) et matériaux de structure pérovskite tels que $(\text{CH}_3\text{NH}_3)\text{PbI}_3$ [1].

>>>

qui représente 97 % des parts de marché, a réussi à obtenir un rendement en laboratoire de 27 %, et les systèmes commerciaux accessibles au grand public peuvent atteindre 22 %. Ces performances ont permis au photovoltaïque de produire au total plus de 1000 TWh en 2020, soit 3 % de l'électricité mondiale.

Le coût environnemental du photovoltaïque est une question importante. Dans un marché dominé à 97 % par la technologie à base de silicium, l'enjeu des matériaux est peu critique. La production d'une cellule solaire demande essentiellement du silicium issu de quartzite, et dopé par d'infimes quantités de phosphore et de bore. Assembler des cellules en un panneau solaire demande du verre pour l'encapsulation et de l'aluminium pour le cadre. L'élément le plus en tension est sans doute l'argent utilisé par le contact en face avant des cellules — mais les procédés sont de plus en plus économes de ce métal coûteux (réduction d'un facteur 6 en vingt ans [2]) et des rendements supérieurs à 25 % ont déjà été obtenus avec des contacts en cuivre. Si la production d'une cellule solaire exige de l'énergie, notamment pour purifier le silicium,

le temps de retour énergétique d'un panneau installé sous nos latitudes est estimé à moins d'un an. Par comparaison, avec un taux de dégradation typique de 0,5 % par an, le rendement d'un panneau en silicium passe de 20 % à 16 % en vingt-cinq ans environ, et le dispositif reste opérationnel sur une durée beaucoup plus longue [3, 4].

Si ces valeurs relatives à la production des panneaux sont assez bien établies, le passage au concept d'EROI (taux de retour énergétique, voir l'article de G. Bonhomme et J. Treiner, p. 24, et [8]) est beaucoup plus difficile et alimente de larges controverses. En particulier, le périmètre pertinent pour le calcul de l'EROI ne fait pas consensus. Par exemple, en plus du panneau, de son système de fixation et de l'électronique nécessaire à son raccordement, faut-il inclure l'intégralité du coût d'adaptation du réseau électrique, même si cette adaptation n'est pas encore nécessaire aux taux de pénétration actuels ? D'autre part, les estimations des coûts énergétiques des différents ingrédients du calcul sont également entachées de barres d'erreur significatives, et varient sensiblement d'une étude à l'autre. Mises bout à

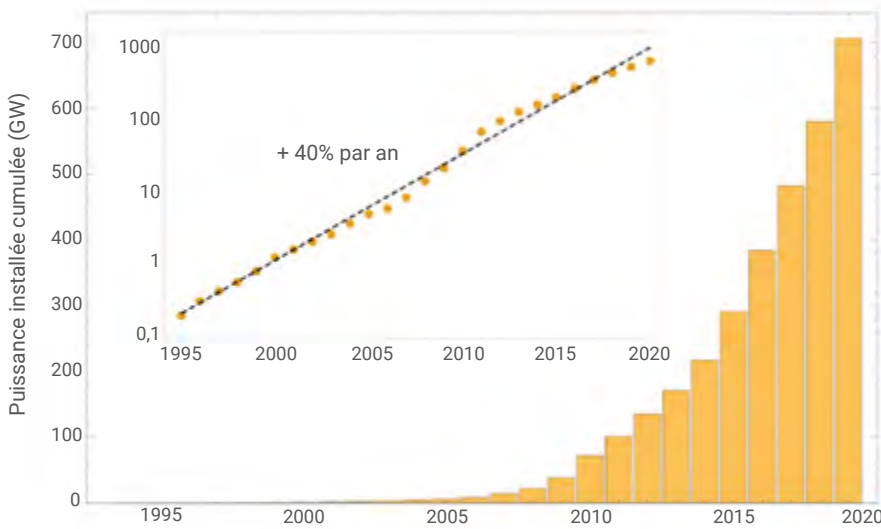
bout, ces divergences étalent les valeurs d'EROI rapportées dans la littérature sur près de deux ordres de grandeur (de 0,6 à 60 selon les sources [5, 6]). Par ailleurs, la rapidité de l'évolution du domaine (voir ci-dessous) interroge sur la pertinence de valeurs calculées sur la base d'informations datant parfois de plusieurs années.

Une filière dynamique

Au-delà des performances actuelles de la filière, il est instructif de regarder son évolution dans le temps. La rapidité de l'amélioration et de la diffusion des technologies solaires souligne en effet la nécessité de suivre de près ses développements, sous peine de s'appuyer sur des données obsolètes.

Le moteur principal de la filière est sans doute l'augmentation continue du nombre des installations, qui tire les acteurs industriels vers l'avant et alimente jusqu'à la recherche fondamentale. Depuis plus de vingt ans, la capacité « installée » dans le monde (*i.e.* la somme des puissances maximales atteignables par chaque installation) augmente ainsi de près de 40 % par an (fig. 3). Cette dynamique assure pour l'instant un déploiement rapide des nouvelles technologies, et alimente une courbe d'apprentissage qui n'est pas sans rappeler la loi de Moore pour les transistors : le prix de production d'un module est ainsi passé de 100 \$ par watt crête en 1975 à 0,21 \$ en 2021 (fig. 4) [2].

Le coût du panneau en lui-même ne représente certes qu'une fraction de celui d'une installation, qui inclut également les infrastructures, l'onduleur^(a) pour le raccordement, le foncier, la main d'œuvre et les taxes. Pour être exhaustif, il faut également rajouter les frais d'opération et de maintenance, les effets de la dégradation des panneaux, le coût du capital... À noter que le calcul du coût marginal de l'électricité photovoltaïque, tel que présenté ici, ne fait sens que tant que les volumes d'énergie produite ne conduisent pas à une modification sensible du système électrique global. Néanmoins, la réduction spectaculaire des coûts de production est un indicateur efficace de la maturité de la technologie. Elle

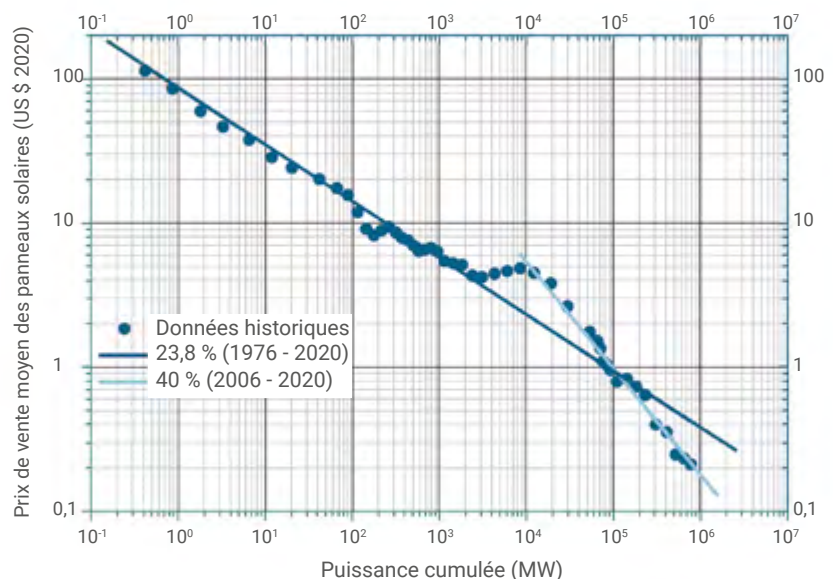


traduit avant tout une augmentation des rendements, mais également une amélioration des procédés de fabrication (*wafers* (plaquettes) de plus en plus fins, diminution des besoins de matière pour les contacts...) qui diminue d'autant l'empreinte énergétique des panneaux.

Dans le domaine du photovoltaïque, comprendre pour faire et comprendre pour comprendre sont intimement liés. On voit ainsi se développer dans l'industrie des techniques inspirées d'approches fondamentales introduites peu de temps auparavant dans la littérature scientifique. Ainsi, l'analyse de la photoluminescence (loi de Planck généralisée), qui permet d'estimer la valeur du photovoltage sans nécessiter de contact électrique, est utilisée pour vérifier à la volée la qualité des *wafers* de silicium sur les chaînes de production. La nanophotonique s'impose pour diminuer l'épaisseur des cellules sans dégrader leurs propriétés optiques. Différentes stratégies peuvent être envisagées pour gagner encore en rendement de conversion, et dépasser la limite donnée par le modèle de Shockley-Queisser (voir plus haut). L'approche la plus répandue consiste à superposer deux jonctions (ou plus) pour convertir séparément les photons de haute et de basse énergie [7]. En laboratoire, ces multijonctions affichent un record de conversion à 47 % (six jonctions superposées, sous

3. Puissance photovoltaïque installée au cours du temps de 1996 à 2020 (source : BP Statistical Review) ; insert : mêmes données en échelle logarithmique.

4. Courbe d'apprentissage de la filière silicium : évolution du prix de vente des panneaux solaires, normalisé par la puissance nominale du dispositif, en fonction de la production cumulée (source : ITRPV 2021).



concentration de flux solaire), et un effort intense est consacré à la réalisation industrielle de dispositifs tandem (deux jonctions) à grande échelle et à bas coût. Plusieurs couples de matériaux peuvent être envisagés, et une attention particulière est accordée à la combinaison du silicium avec une pérovskite halogénée – une structure cristalline caractérisant une famille de matériaux aux propriétés opto-électroniques remarquables, mais que l'on ne sait pas encore bien protéger des dégradations induites par l'environnement. Un point essentiel, qui ressort des avancées scientifiques et technologiques des dernières décennies, est la marge importante de progression des technologies photovoltaïques, à la fois sur la question des performances de conversion, et sur le caractère intensif en matériaux critiques.

Le défi Térawatt

Avec plus d'un TW installés dans le monde, la R&D du photovoltaïque essaie maintenant de relever les défis d'une contribution de grande ampleur au mix énergétique Térawatt. Pour atteindre cet objectif global, c'est une multitude de défis scientifiques et technologiques qui vont devoir être relevés d'un bout à l'autre de la vie des panneaux solaires.

>>>

En amont de la production, comme discuté plus haut, il s'agit en particulier de continuer à gagner en rendement pour réduire le prix de l'énergie.

En aval de leur utilisation, le déploiement massif de panneaux photovoltaïques exige le développement de filières de recyclage et de gestion des déchets. Alors que les installations historiques arrivent en fin de vie, la première usine dédiée au recyclage des panneaux solaires a ouvert ses portes en France en 2018^(b). À l'heure actuelle, les techniques de recyclage permettent de valoriser près de 90 % de la masse des panneaux (cadre en aluminium, encapsulation en verre...), mais le silicium des cellules est le plus souvent voué à des réusages de basse qualité.

Il faut cependant noter la récente réalisation d'une cellule solaire à 20 % de rendement produite exclusivement à base de silicium recyclé.

Pour l'exploitation enfin, l'intermittence et le manque d'inertie de la production apparaissent comme des difficultés majeures pour l'intégration du photovoltaïque sur le réseau (voir l'article de G. Sapy, p. 135). Si les taux de pénétration actuels sont suffisamment faibles pour que les réseaux électriques puissent encaisser sans difficultés les productions solaires, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) et RTE estiment que des aménagements spécifiques devront être réalisés à l'avenir. De récents projets européens portés par les gestionnaires du réseau de transport ont fait la preuve de principe de la stabilité d'un réseau construit sur des onduleurs plutôt que sur des machines tournantes, en utilisant des technologies déjà existantes.

En ce qui concerne l'équilibrage du réseau, la difficulté consiste à maintenir la balance entre une consommation variable et une production à la fois variable et intermittente. L'agrégation de sources réparties sur un vaste territoire réduit sensiblement l'intermittence, et la complémentarité entre les ressources éoliennes et solaires lisse les variations saisonnières ; mais ces techniques ne font pas disparaître le problème. Le stockage, la gestion intelligente des réseaux d'énergie, ainsi que le pilotage de la demande représentent assurément les ingrédients essentiels des solutions à mettre en œuvre. Il faut en premier lieu porter une attention particulière à des technologies différentes selon la durée (horaire, journalière, saisonnière) et le volume de stockage considérés. Dans cette optique et pour permettre de décarboner davantage d'usages, une direction de recherche consiste à développer des solutions énergétiques multivectorielles telles que les carburants solaires : il s'agit soit d'utiliser l'électricité photovoltaïque pour alimenter un électrolyseur et générer de l'hydrogène qui pourra servir de base à la production de molécules plus complexes, soit d'opérer directement la réduction de l'hydrogène par photo-électrochimie. Cependant, les solutions reposant

exclusivement sur le stockage risquent d'être insuffisantes.

En complément de ces solutions techniques, il faut sans doute s'interroger sur la possibilité d'accommoder certains usages au caractère intermittent de la production, plutôt que de chercher à faire disparaître l'intermittence pour plier la production à tous nos usages. De telles solutions ont déjà été mises en œuvre, mais dans l'autre sens, pour décaler la consommation de la journée vers la nuit : on pensera par exemple au déclenchement des ballons d'eau chaude.

Une attention particulière peut être accordée à la climatisation, qui est amenée à représenter une fraction significative de la consommation électrique totale (estimée à 6200 TWh en 2050, soit environ 30 % du secteur du bâtiment, principalement en Asie). La demande en climatisation est globalement corrélée à la présence du Soleil, et ne nécessite pas un approvisionnement parfaitement pilotable : le besoin n'est pas tant de pouvoir allumer son climatiseur quand on le souhaite que d'assurer une température confortable dans l'habitat. À condition que les bâtiments climatisés soient correctement isolés, il est donc envisageable de ne les refroidir que tant que le soleil brille. L'usage sera peut-être moins confortable que celui permis par le parfait contrôle actuel, mais il épargne au réseau à la fois l'approvisionnement du climatiseur et l'évacuation du surplus de production.

Cet exemple simple souligne surtout la dimension systémique des problématiques énergétiques et l'impact crucial de l'efficacité énergétique et des comportements sur l'optimisation du mix énergétique. Bien que la tentation en soit grande, car les sources d'énergie abondent, il est en effet essentiel de ne pas se contenter d'un surplus de production pour résoudre les défis de la transition énergétique, mais bien de prendre en compte le problème dans sa globalité. ■

(a) Onduleur : dispositif d'électronique de puissance permettant de générer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue.

(b) En France, c'est l'éco-organisme SOREN, agréé par les pouvoirs publics, qui assure la collecte et le recyclage des panneaux solaires en fin de vie.



- 1• J.F. Guillemoles *et al.*, "Guide for the perplexed to the Shockley–Queisser model for solar cells", *Nat. Photonics*, **13** (2019) 501-505. doi: 10.1038/s41566-019-0479-2.
- 2• "International Technology Roadmap for Photovoltaic 2023 results", 10^e édition (2023), ITRPV et l'association VDMA (Francfort, Allemagne).
- 3• D.C. Jordan *et al.*, "Compendium of photovoltaic degradation rates", *Progress in Photovoltaics* **24** (2016) 978-989. doi: 10.1002/pip.2744.
- 4• A. Louwen *et al.*, "Re-assessment of net energy production and greenhouse gas emissions avoidance after 40 years of photovoltaics development", *Nature Communications* **7** (2016) 13728. doi: 10.1038/ncomms13728.
- 5• F. Ferroni et R.J. Hopkirk, "Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation", *Energy Policy*, **94** (2016) 336-344. doi: 10.1016/j.enpol.2016.03.034.
- 6• W. Chen *et al.*, "Environmental impact assessment of monocrystalline silicon solar photovoltaic cell production: a case study in China", *Journal of Cleaner Production*, **112** (2016) 1025-1032. doi: 10.1016/j.jclepro.2015.08.024.
- 7• Entretien de Daniel Lincot avec Michèle Leduc, "Cette énergie pratiquement illimitée qui nous vient du Soleil", *Reflets de la physique* **75** (2023) 32-37.
- 8• *Annales des Mines - Responsabilité et Environnement*, **111** (juillet 2023).



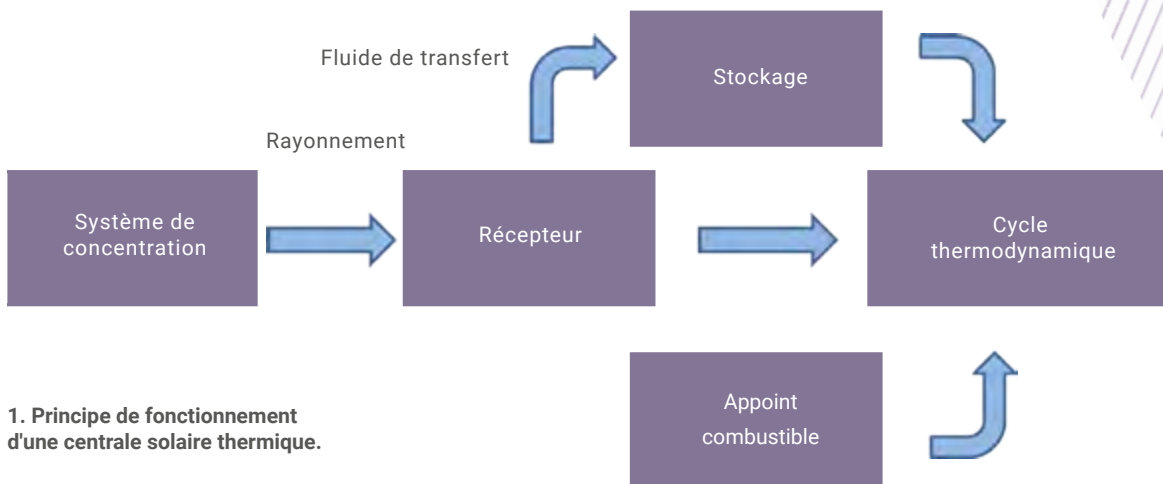
L'autre technologie, le solaire à concentration

Gilles Flamant (gilles.flamant@promes.cnrs.fr)

Laboratoire Procédés, Matériaux et Énergie Solaire (PROMES, UPR 8521 CNRS)
7 rue du four solaire, Odeillo, 66120 Font Romeu

Le solaire à concentration permet de chauffer à haute température un fluide caloporteur. Le chaleur obtenue peut être ou bien utilisée directement, ou bien convertie en énergie électrique en utilisant un cycle thermodynamique. Un avantage des centrales solaires est de pouvoir améliorer, grâce à un couplage avec des systèmes de stockage thermique, les possibilités de régulation de la production en fonction de la demande.

Dans cet article, les performances actuelles et les perspectives d'évolution de ces centrales sont rapidement présentées.



1. Principe de fonctionnement d'une centrale solaire thermique.

Principe et état de l'art

La concentration de la composante directe du rayonnement solaire permet de produire de la chaleur à haute température. Cette chaleur peut être utilisée soit directement dans un procédé industriel, soit pour générer de l'énergie mécanique ou des vecteurs chimiques d'énergie par des procédés thermochimiques. Dans le cas de la production d'électricité (fig. 1), l'énergie solaire est transférée à un fluide caloporteur

circulant dans un récepteur solaire. Un ensemble d'échangeurs permet ensuite à ce fluide caloporteur de céder sa chaleur à un fluide de travail qui convertit cette énergie thermique en énergie mécanique *via* un cycle thermodynamique. Cette chaleur peut également être stockée pour décaler la production vers les périodes de forte consommation (généralement le soir en Europe). Enfin, une génératrice couplée à ce cycle moteur produit de l'électricité. La seconde partie de cette chaîne de

conversion est identique à celle d'une centrale thermique classique mais la source d'énergie primaire est l'énergie solaire dans le cas des centrales solaires thermiques. En conséquence, une centrale solaire thermique peut être hybridée avec un appoint de combustible.

Les systèmes optiques mis en œuvre sont des miroirs produisant une concentration soit linéaire (concentrateurs cylindro-paraboliques et linéaires de Fresnel), soit ponctuelle

>>>

Thémis est un centre de recherche sur l'énergie solaire, situé dans la commune de Targasonne (Pyrénées-Orientales), dans une région où les conditions météorologiques (ensoleillement, altitude...) sont très favorables. Il est géré par le Conseil départemental des Pyrénées-Orientales.

Après le choc pétrolier de 1973, le gouvernement français décide en 1977 de développer l'utilisation de l'énergie solaire et d'implanter dans les Pyrénées-Orientales une centrale de conversion de cette énergie en électricité par concentration du rayonnement solaire. Construite par EDF et le CNRS, la centrale Thémis est inaugurée en 1983, mais la baisse du prix du pétrole conduit EDF à abandonner son financement en 1986. C'est en 2004 que le Conseil départemental des Pyrénées-Orientales décide de relancer la centrale solaire Thémis, dont l'électricité sera revendue à EDF, et de développer sur ce site un centre de recherche et de développement technologique sur la production d'énergie d'origine solaire. Les premiers kWh sont produits fin 2007.

Sur le site de 102 ha (fig. E1a) sont installés un champ de 200 héliostats (miroirs plans mobiles), qui suivent la course du soleil pour réfléchir son rayonnement et le concentrer vers le sommet d'une tour en béton de 101 m de haut (fig. E1b), un bâtiment accueillant des entreprises et des visites touristiques, et des bureaux.

Depuis 2014, l'installation est divisée en deux zones expérimentales. Dans la première zone, exploitée par le laboratoire PROMES du CNRS, 107 héliostats et la tour solaire alimentent la centrale solaire thermodynamique. La seconde zone, avec une centaine d'héliostats, est réservée à des projets innovants (dont l'opération Thémis-PV).



© Jeroen Komen (licence CC BY-SA-2.0).

E1. La centrale solaire Thémis.
(a) Le site de Thémis en 2015.
(b) Essais d'un récepteur solaire à particules fluidisées au sommet de la tour de Thémis.

Fonctionnement de la centrale solaire à concentration

Les héliostats concentrent les rayons du soleil vers le sommet de la tour, qui héberge un récepteur solaire où circule un fluide caloporteur (au départ, des sels fondus à 350°C). Chauffé par les rayons, celui-ci transfère son énergie à un circuit d'eau. La vapeur alors formée actionne une turbine qui produit de l'électricité.

Dans le cadre du programme européen next-CSP (2016-2020), la centrale Thémis a été équipée d'une nouvelle turbine de 1,2 MW_{el} et utilise des particules solides chauffées à 800°C (pour un meilleur rendement de conversion thermodynamique) comme fluide caloporteur et pour le stockage thermique.

Projets

Le projet européen POLYPHEM a permis de prototyper les composants d'une centrale solaire à concentration à petite échelle, qui pourrait se révéler idéale pour les petites entreprises isolées ou les pays en développement.

La société Engie PV Thémis projette de construire sur le site de Thémis une centrale photovoltaïque, qui utilisera 80 des héliostats et produira annuellement plus de 800 MWh. Dans ce cadre, des projets portent sur l'utilisation de nouvelles cellules de silicium à base de couches minces ou microcristallines, et sur l'installation de systèmes de concentration de l'énergie lumineuse arrivant sur les cellules photovoltaïques.



© Xavriateur (Wikipédia, CC BY-SA 3.0).

>>>

(paraboloïdes et centrales à tour). Les facteurs de concentration correspondants sont de quelques dizaines à quelques milliers. Les fours solaires qui utilisent le principe de la double réflexion sont des outils de recherche.

Fin 2019, la puissance solaire thermodynamique installée dans le monde atteignait 6,3 GW pour une production de 16 TWh environ [1]. Plus de cent centrales solaires sont en fonctionnement, avec une puissance unitaire variant entre 1 et 280 MW. En Espagne, la puissance installée est de 2,3 GW ; c'est le pays qui a le plus développé cette technologie au stade commercial. Les autres pays qui sont équipés de telles centrales sont, en particulier, les États-Unis d'Amérique, le Maroc, l'Afrique du Sud, le Chili, certains États du Moyen-Orient (Dubai, Abou Dhabi...), l'Inde et la Chine. Depuis 2016, la Chine développe de nombreux projets de démonstration à partir de différentes technologies. En France, des recherches sont effectuées autour de la centrale solaire Thémis (encadré 1, p. 64).

Comme les systèmes de concentration ne valorisent que la composante directe du rayonnement solaire, il est couramment admis que la ressource annuelle minimale nécessaire pour rentabiliser une centrale solaire est de 1800 à 2000 kWh/m².an. En Europe, l'Espagne, le Portugal, la Grèce et certaines régions du sud de l'Italie et de la France répondent à ce critère. En revanche, pour la production de chaleur industrielle ce seuil peut être largement diminué, ce qui explique le développement de telles applications dans certains pays nordiques comme au Danemark.

Capacité de stockage thermique à grande échelle, un atout

L'intégration d'un stockage thermique donne aux centrales solaires thermiques une qualité très appréciée des régulateurs de réseau : la possibilité de réguler la production en fonction de la demande (*dispatchability*). Le stockage permet d'augmenter le facteur de charge. Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie

qu'une centrale aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Généralement (sauf pour les centrales fonctionnant en pointe), l'énergie nécessaire pour charger le stockage est fournie en augmentant la surface de miroirs par rapport à la surface nécessaire pour la production à la puissance nominale. Le critère pour qualifier cette augmentation est dénommé le « multiple solaire ». Les valeurs classiques du multiple solaire sont comprises entre 1,5 et 2,5, ce qui correspond à une durée de stockage pour une production à pleine puissance de 6 à 15 heures. Les centrales qui possèdent un stockage de plus de 8 heures présentent généralement un facteur de charge situé dans la gamme 50-65 %. Les capacités de stockage installées atteignent plusieurs GWh.

Rendement, cout et impact

Le rendement de conversion thermodynamique varie de 37 % à 42 % selon la technologie de concentration, car la concentration ponctuelle permet d'atteindre des températures de cycle de 550°C au lieu de 390°C pour les systèmes à concentration linéaire. Compte tenu des pertes optiques (concentrateur) et thermiques (récepteur), le rendement global nominal de conversion énergie solaire en électricité est de l'ordre de 20 %. Le rendement global moyen annuel est de 15 à 17 %. L'évolution de la technologie devrait permettre la mise en œuvre de cycles thermodynamiques ayant un rendement de 50 %.

Le cout actualisé de l'électricité produite par les centrales solaires thermiques a diminué de 47 % entre 2010 et 2019. La courbe d'apprentissage du solaire à concentration est très proche de celle du photovoltaïque [2, 3]. Dans le contexte des États-Unis, le cout actuel de l'électricité produite par une centrale à tour à sel fondu avec stockage est de 100 \$/MWh [4]. L'objectif affiché par le DOE (*US Department of Energy*) pour 2030 est de 50 \$/MWh pour les centrales produisant en base avec 12 heures de stockage, et de 100 \$/MWh pour les centrales conçues pour la production de pointe.

L'analyse du cycle de vie des centrales solaires cylindro-paraboliques et à tour montre que les émissions sont de 26-38 g CO₂-eq/kWh, soit dix fois moins qu'une centrale alimentée au gaz naturel. Le temps de retour énergétique est de 1 an environ [5].

Futur

Les recherches actuelles portent en particulier sur l'accroissement de la température de fonctionnement des centrales (fig. E1b) [6] et sur la diminution du cout des composants comme le stockage thermique. La production de chaleur solaire (en 2014, l'industrie utilisait 32 % de la consommation énergétique mondiale et la chaleur représentait 74 % de la consommation énergétique industrielle) et d'hydrogène sont également des domaines de recherche et d'innovation très actifs. ■



- 1• IEA (2020), "Renewables 2020, Analysis and forecast to 2025", IEA, Paris. https://cutt.ly/iea_renewable2020, License: CC BY 4.0.
- 2• IRENA (2020), "Renewable power generation costs in 2019", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-244-4.
- 3• J. Lilliestam et R. Pitz-Paál, "Concentrating solar power for less than USD 0.07 per kWh: finally the breakthrough?" *Renewable Energy Focus*, **26** (2018) 17-21.
- 4• C. Murphy *et al.*, "The Potential Role of Concentrating Solar Power within the Context of DOE's 2030 Solar Cost Targets", National Renewable Energy Laboratory Technical Report, NREL/TP-6A20-71912 (2019).
- 5• J.J. Burkhart *et al.*, "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Trough and Tower Concentrating Solar Power Electricity Generation", *Journal of Industrial Ecology*, **16** (2012) 93-109.
- 6• O. Behar *et al.*, (2020). "Design and performance evaluation of a modular solar power plant using a gas turbine combined cycle with fluidized particle-in-tube receiver and direct thermal storage", *Energy Conversion & Management*, **220** (2020) 11310.

La chaleur solaire à basse température

Bernard Tamain (bernard.tamain@free.fr)

Commission Énergie et Environnement de la Société Française de Physique

L'article de G. Flamant (p. 63) traite de l'utilisation de l'énergie solaire pour transférer de la chaleur à haute température sur un fluide utilisé pour produire de l'électricité. Une autre utilisation du soleil consiste à tirer parti de la chaleur basse température qu'il accumule dans la terre, l'air ou l'eau. Elle peut être employée directement pour chauffer un fluide qui circule entre un panneau et un réservoir d'eau chauffée. De nombreux pays méditerranéens ont leurs toits truffés de telles installations pour produire une bonne partie de l'eau chaude sanitaire.

Les centrales thermiques solaires utilisent l'énergie du rayonnement solaire afin de produire de l'eau chaude centralisée, qui est ensuite distribuée aux consommateurs au moyen d'un réseau de chaleur (fig. 1). Actuellement, ces centrales représentent une part très marginale du marché du solaire thermique dans le monde.

On peut aussi récupérer la chaleur du sol pour chauffer une habitation par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur (PAC) : on parle alors abusivement de géothermie de surface, la géothermie profonde (la vraie) consistant à récupérer la chaleur accumulée en profondeur par la radioactivité de la terre. Cette technique des pompes à chaleur est aussi utilisée pour récupérer la chaleur de l'air ambiant afin de chauffer une habitation ou un ballon d'eau chaude (ballon thermodynamique). Ces installations qui fonctionnent à l'électricité sont caractérisées par un coefficient



de performance énergétique (COP), rapport entre l'énergie totale thermique fournie et la consommation électrique de la pompe : des valeurs typiques sont de 3 ou 4.

Les gisements de chaleur solaire accessibles sont grands et pourraient en principe chauffer de nombreux logements correctement isolés. Les limitations tiennent au coût de l'installation, à leur moindre efficacité en période de grand froid lorsque la chaleur est prélevée dans l'air, à la plus grande difficulté de mise en œuvre dans les zones densément construites (surfaces grandes nécessaires pour la géothermie de surface), et aux problèmes de voisinage que peut induire le bruit des compresseurs de pompe à chaleur en zones denses. Elles tiennent aussi au fait qu'en dépit de quelques possibilités d'aide publique aux PAC air-eau dans le résidentiel, l'essentiel des incitations se concentre sur le solaire photovoltaïque. ■

1. Le parc solaire thermique Cellcius de Creutzwald, en Moselle, le plus grand de France, inauguré le 15 octobre 2020, est constitué de 379 panneaux capteurs plans de 16 m² en aluminium vitré, soit une surface de captage de plus de 6000 m². Le liquide caloporteur est véhiculé à travers des alvéoles extrudées tout le long des panneaux. Au fond, on distingue la cuve tampon de 2000 m³, qui permet de stocker, sous forme d'eau chaude à 85°C, la chaleur produite en été par le parc solaire thermique. La production annuelle de la centrale s'élève à 2,7 GWh, ce qui correspond à l'équivalent des besoins en chaleur de 190 foyers. Source : Le Républicain Lorrain.

“ Une autre utilisation du soleil consiste à tirer parti de la chaleur basse température qu'il accumule dans la terre, l'air ou l'eau. ”

L'énergie éolienne, du point de vue de la physique

Joachim Peinke (peinke@uol.de) et André Fuchs

Universität Oldenburg, Institut für Physik & ForWind, Küpkersweg 70, D-26129 Oldenburg, Allemagne



Moulin à vent du XIX^e siècle dans le nord de l'Allemagne. Noter le vrillage des pales du rotor.

L'énergie électrique est l'une des formes d'énergie les plus précieuses, car elle peut être transportée de manière optimale et convertie en d'autres formes d'énergie avec de faibles pertes. La plupart des scénarios d'avenir prévoient que la consommation d'énergie électrique continuera à augmenter de manière significative, et que la part des énergies renouvelables, en raison de leur abondance, ira également croissant.

Dans la présente contribution, on se concentre sur l'énergie éolienne, dont on discute le fonctionnement et la contribution à l'approvisionnement énergétique global.

Comment fonctionnent les éoliennes ?

L'énergie éolienne est l'énergie contenue dans l'air en mouvement. Sa densité de puissance, c'est-à-dire l'énergie transportée, par unité de temps, à travers une surface A perpendiculairement à la vitesse du vent, s'écrit : $P_{\text{vent}} / A = 1/2 \rho u^3$, où ρ désigne la masse volumique de l'air et u la vitesse du vent. Une vitesse de vent typique de 12 m/s, souvent utilisée comme condition nominale pour la conception d'une turbine, correspond à une puissance du vent d'environ 1 kW/m². À titre de

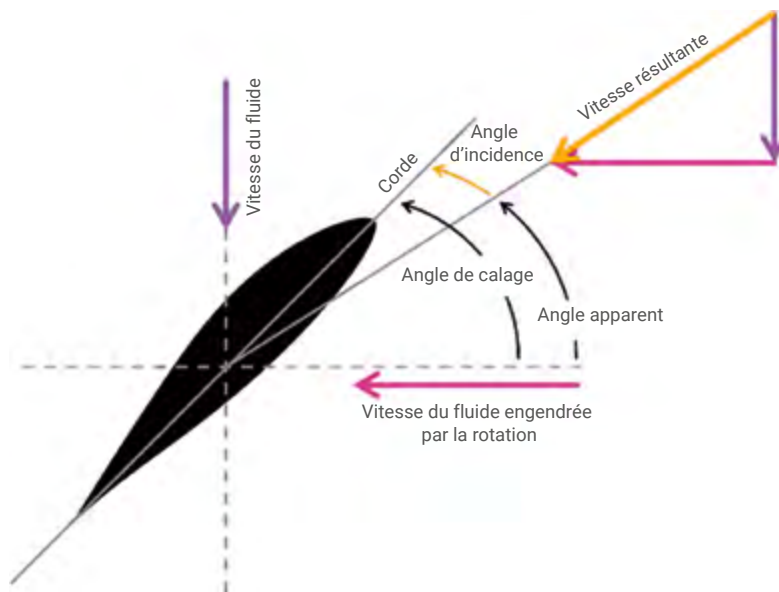
comparaison, par temps ensoleillé, la densité de puissance de l'énergie solaire incidente sur le sol est également de l'ordre de 1 kW/m².

Une « éolienne » est un *convertisseur de l'énergie du vent* (CEV), dont la puissance de sortie P_{CEV} est reliée à P_{vent} par la relation : $P_{\text{CEV}} = c(\lambda) P_{\text{vent}}$, où $c(\lambda)$ indique l'efficacité de la conversion et dépend de ce qu'on appelle le rapport de vitesse en bout de pale : $\lambda = R\omega/u$.

Dans cette expression, ω désigne la fréquence angulaire de rotation du rotor, et $R\omega$ la vitesse de l'extrémité du rotor.

Pour déterminer la valeur d'efficacité maximale $c(\lambda)$, considérons le cas où une éolienne convertirait 100 % de l'énergie du vent : l'éolienne aurait l'effet d'un mur. L'écoulement de nouvelles masses d'air — et donc d'énergie éolienne — ne serait alors pas possible : l'écoulement contournerait l'éolienne et aucune autre énergie ne pourrait plus être convertie. Une éolienne fonctionnant de manière optimale doit donc avoir une certaine perméabilité au vent, qui est contrôlée par la vitesse de rotation ω des pales. En cherchant l'optimum, on peut démontrer que le rendement

>>>



1. Schéma illustrant la géométrie de l'écoulement autour d'un profil de pale d'éolienne.

>>>

énergétique maximal est atteint lorsque le vent est ralenti à 1/3 de sa vitesse initiale. Ce raisonnement conduit au rendement maximal de 59 %, dénommé limite de Betz (plus précisément, limite de Lanchester-Betz-Joukowski [1]).

Les turbines modernes atteignent des valeurs de $c(\lambda)$ de 50 %, avec un λ d'environ 7 pour les éoliennes à trois pales. À partir d'arguments simples, on peut comprendre que :

- les petites éoliennes tournent plus vite que les grandes, puisque les deux types ont à peu près le même rapport de vitesse de pointe λ ;
- les éoliennes à deux pales doivent tourner plus vite que les éoliennes à trois ou quatre pales, car elles doivent atteindre le même degré de blocage de l'écoulement ;
- des pales de rotor de plus grande largeur conduisent à des valeurs de λ plus faibles que des pales plus étroites.

La longueur de corde et la forme du profil des pales sont d'autres variables aérodynamiques importantes pour le processus de conversion. Le schéma de la figure 1 en fournit une définition illustrée. Pour une conversion optimale de l'énergie, le rapport de vitesse en bout de pale λ est fixé à son optimum. Les conditions d'entrée du vent varient le long de la pale : dans la zone du moyeu, le vent vient de l'avant, mais en s'en éloignant lorsque le rayon r croît, sa direction

apparente varie de plus en plus dans le plan de rotation en raison du mouvement intrinsèque d'un segment de pale de rotor (ωr). Par conséquent, les pales du rotor sont conçues de manière vrillée (un principe qui était également adopté dans les anciens moulins à vent du 19^e siècle, voir la photo p. 67). L'optimisation de la sortie de puissance pour chaque rayon conduit à une plus grande longueur de corde du profil au pied de pale et à une forme plus effilée à l'extrémité.

La puissance d'une éolienne peut donc être contrôlée par la fréquence de rotation ainsi que par la position des pales du rotor par rapport au flux entrant, cette dernière méthode étant appelée « contrôle du pas ». Aujourd'hui, les éoliennes ont des pales de rotor allant jusqu'à 110 m, couvrant une surface d'environ 40 000 m², ce qui donne des puissances de plus de 10 MW. Il s'agit là de la puissance dite nominale, que l'éolienne fournit à une vitesse de vent nominale d'environ 10 à 12 m/s. Une estimation grossière indique qu'une turbine peut produire environ 0,5 kW par m² balayé. Noter que la puissance variant comme le cube de la vitesse u , le passage de 10 à 12 m/s augmente la puissance d'un facteur 1,7. En 2018, la puissance typique des éoliennes terrestres était supérieure à 3 MW et celles des éoliennes *offshore* étaient proches de 5 MW.

Les chercheurs travaillent sur des concepts de turbines de 20 MW, qui nécessitent des pales de rotor de plus de 100 m de long. Leur fabrication est un défi important, qui soulève des questions fondamentales de conception et de matériaux. Avec l'augmentation de la taille, l'ensemble de la structure peut devenir instable en raison de son propre poids. Les rotors de plus grande taille deviennent plus flexibles et le processus de conversion entraîne davantage de contraintes dynamiques. Des difficultés semblables sont apparues dans la mise au point des grands avions à fuselage large, l'A380 et le Dreamline, ce qui a conduit à une évolution technologique vers les matériaux composites. Notons que les éoliennes de grandes tailles récemment envisagées ont une envergure supérieure à celle des nouveaux avions gros porteurs.

La dynamique des éoliennes

Les pales des éoliennes fonctionnent à une hauteur de 50 à 300 m au-dessus du sol, et sont de préférence installées dans des zones de vents forts. Ces conditions sont similaires à celles auxquelles un avion est exposé lors d'une approche d'atterrissage par vent fort. Alors qu'à l'intérieur de l'appareil les passagers ressentent nettement des secousses turbulentes, vu de l'extérieur, l'avion plane calmement : cet apparent « glissement tranquille » n'est possible que grâce à la mise en œuvre des méthodes de contrôle les plus modernes pour maîtriser les effets de la turbulence du vent.

Les éoliennes sont de très grandes machines exposées à des fluctuations de charge extrêmement fortes. Ce sont les plus grandes machines en écoulement turbulent jamais construites. Les exigences auxquelles sont soumises les éoliennes peuvent être comparées aux conditions qui s'appliqueraient à un avion n'endurant que des approches d'atterrissage dans des vents forts. La charge fluctue même encore plus que pour un hélicoptère [2]...

On considère généralement que les grandes pales du rotor lissent les turbulences, car on ne voit pas de

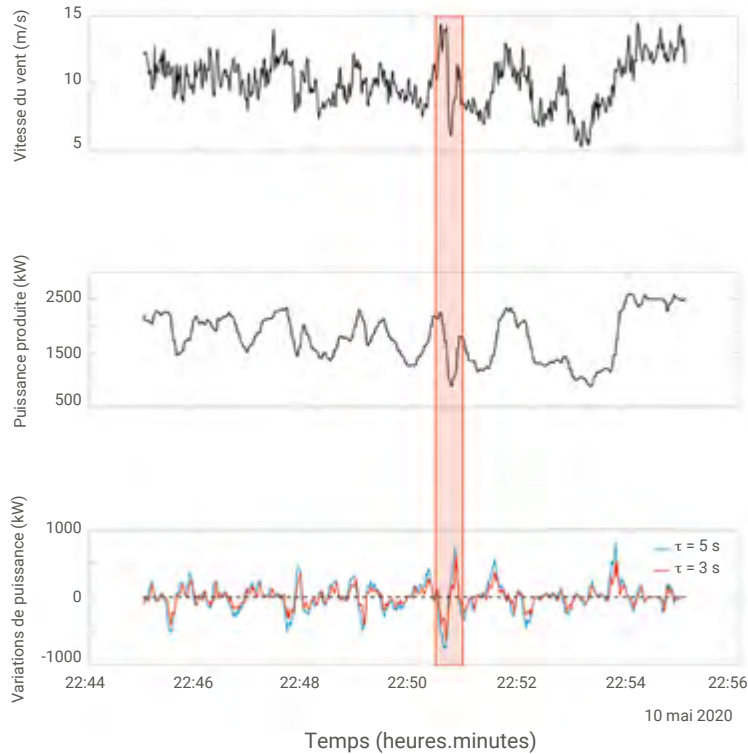


changements rapides dans la vitesse de rotation. Au premier abord, il est donc surprenant de constater que la turbulence du vent affecte l'ensemble de l'éolienne jusqu'à une échelle de temps inférieure à la seconde, comme on peut le voir dans la partie haute fréquence de la puissance de sortie. La figure 2 montre une variation de la puissance mesurée de plus de 80 % en quelques secondes. Or, dans le secteur de l'énergie éolienne, on ne considère généralement que des moyennes sur dix minutes : c'est manifestement insuffisant.

Pour comprendre ces fluctuations rapides de la puissance, il faut considérer deux aspects : d'une part, la turbulence du vent qui conduit à des fluctuations importantes et rapides de sa vitesse, d'autre part la rapidité des réponses des éoliennes à ces fluctuations [3].

Qu'en est-il de la réaction d'une éolienne ? Du point de vue de la dynamique des fluides, on sait que le temps nécessaire pour que des forces se développent sur une pale de rotor correspond approximativement au temps nécessaire pour que le flux d'air passe une fois sur la pale. On en déduit que les temps typiques de développement des forces sur les pales de rotor ayant une corde de profil de 1 à 5 m, pour des vitesses de vent de 10 m/s, sont inférieurs à la seconde. Pour les processus très complexes et pas complètement compris de génération de la turbulence et de séparation de l'écoulement au niveau de la pale, même des structures d'écoulement beaucoup plus petites, de l'ordre du centimètre, jouent un rôle important. Comme la puissance est $P = T\omega$ (T est le couple, produit de la force aérodynamique par le rayon), ce sont les fluctuations rapides de la force et donc du couple qui provoquent les fluctuations de puissance. Le couple est transmis de manière très rapide à la génératrice, qui peut réagir à l'échelle de la milliseconde pour construire un contre-couple, de sorte qu'aucun effet sur la vitesse de rotation ne soit observé. Enfin, c'est encore la dépendance en u^3 de la puissance qui fait qu'une fluctuation de 26 % de la vitesse du vent entraîne un facteur 2 sur la puissance.

Ces considérations montrent aussi que, pour le fonctionnement d'une



2. Série temporelle de la vitesse du vent (courbe du haut) et de la puissance produite (courbe centrale) d'une éolienne de plusieurs mégawatts, mesurées dans le nord de l'Allemagne (échelle de temps en heures et minutes). Une augmentation particulièrement rapide de la vitesse du vent et de la puissance de sortie peut être observée dans la région marquée. Dans la figure du bas, nous voyons les variations de puissance pour $\tau = 3$ s (rouge) et $\tau = 5$ s (bleu). Des variations de puissance de plus de 500 kW sont observées, même pour $\tau = 3$ s. La puissance de sortie est presque constante aux vitesses de vent les plus élevées. Cette puissance maximale de 2 MW est donnée par la taille du générateur utilisé.

éolienne, la ressource énergétique, c'est-à-dire le champ de vent atmosphérique, doit être connue jusqu'à une échelle de l'ordre du mètre ou moins, ou jusqu'à une échelle de fréquence de 10 Hz et plus. Les normes utilisées dans l'industrie [4] n'enregistrent sur dix minutes que les statistiques des moyennes des vitesses du vent et de la turbulence pour diverses situations météorologiques, ce qui correspond à l'écart-type de la vitesse du vent autour de la moyenne sur dix minutes. Des propriétés universelles simplifiées, avec des statistiques gaussiennes, sont utilisées pour les fluctuations sur des échelles de temps plus petites. Des conditions de fonctionnement, dites extrêmes, causées par le vent, sont ajoutées à la description gaussienne pour le processus de conception. Ces conditions de fonctionnement extrêmes

incluent les rafales, alors qu'à notre connaissance, on ne sait pas ce qu'est réellement une rafale dans un vent turbulent.

La discussion présentée jusqu'ici indique clairement qu'il est nécessaire de connaître plus de détails sur la turbulence du vent. Afin de la caractériser de manière plus détaillée, il est courant de décrire les fluctuations au moyen d'incrémentes de vitesse :

$$u_\tau = u(t+\tau) - u(t), \quad u_r = u(x+r) - u(x).$$

Les incréments de vitesse u_τ capturent la variabilité temporelle du vent, ce qui entraîne des fluctuations temporelles de la force comme expliqué ci-dessus. Les incréments de vitesse spatiaux u_r prennent en compte les différents emplacements à la surface du rotor, qui entraînent par exemple des variations abruptes du couple. Les deux incréments peuvent être convertis l'un dans

>>>

>>>

l'autre en première approximation *via* l'hypothèse de Taylor de la turbulence gelée et ont donc des propriétés similaires. Pour les écoulements turbulents, il est connu que les incréments sur les petites échelles (pour les petites valeurs de r et τ) présentent des fluctuations croissantes et des valeurs extrêmes. Dans la recherche sur la turbulence, cette propriété est connue comme le problème de l'intermittence de la turbulence à petite échelle, et est statistiquement capturé par la dépendance à l'échelle r des moments généraux $\langle u_r^n \rangle$, également connus comme fonctions de structure.

Les événements extrêmes deviennent plus perceptibles si l'on regarde directement les distributions de probabilité $P(u_r)$ ou $P(u_\tau)$ et non les moments d'ordre supérieur.

Une propriété remarquable des écoulements turbulents est que les distributions statistiques $P(u_r)$ et $P(u_\tau)$ développent des ailes de plus en

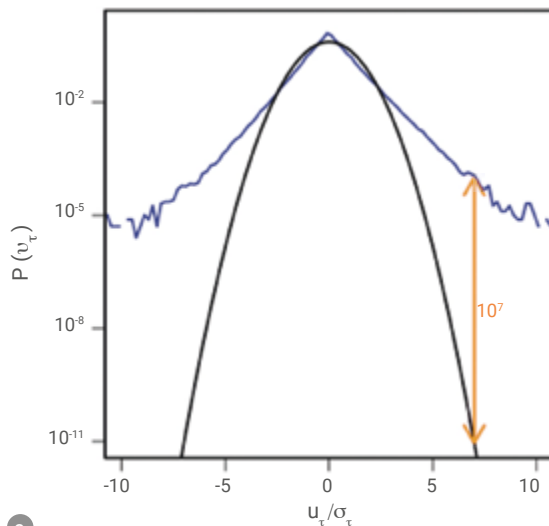
plus étendues et s'écartent donc de plus en plus d'une statistique gaussienne, plus les échelles r ou τ deviennent petites (fig. 3a). La comparaison avec une statistique gaussienne montre que les grands incréments dans les distributions mesurées ont une probabilité supérieure de plusieurs ordres de grandeur. Pour la distribution de la figure 4a, cela signifie que l'incrément de vitesse mesuré d'environ 6,6 m/s en $\tau = 3$ s se produit en champ libre 10^7 fois plus fréquemment que ce que l'on pourrait attendre d'une distribution gaussienne. Par conséquent, les modèles standard utilisés par l'industrie permettent de s'attendre à un tel événement seulement après plusieurs dizaines de milliers d'années, au lieu de quelques jours comme mesuré ! Le lecteur intéressé pourra se reporter aux travaux de B. Castaing *et al.* pour une bonne description fonctionnelle de ces probabilités [5].

Ainsi, nous pouvons conclure que les conditions de fonctionnement des éoliennes sont caractérisées par des écoulements turbulents fortement intermittents. Ces intermittences, avec leurs statistiques anormales et leurs fréquentes valeurs extrêmes, se reflètent dans les fluctuations de la puissance de sortie des turbines et même des parcs éoliens [3] (fig. 3b).

Il est donc important de comprendre les effets de flux, les effets de charge, les systèmes de contrôle et l'intégration au réseau en fonction des statistiques turbulentes.

Le fait que les conséquences de l'intermittence turbulente ne soient pas prises en compte dans les modèles de vent standard ne signifie pas que les éoliennes ne fonctionnent pas efficacement ; mais une part assez importante des coûts de l'énergie éolienne est due à la maintenance et aux réparations de pannes « inattendues », qui semblent être liées à la structure intermittente des fluctuations du vent [6].

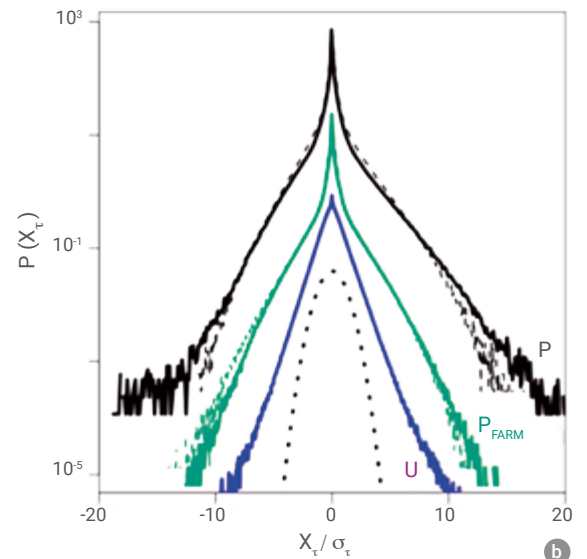
Cela suggère que les turbines actuelles, qui ont été conçues sans connaître les conditions réelles de fonctionnement, et avec une estimation insuffisante des facteurs de sécurité, peuvent être améliorées. Les innovations doivent être basées sur une description plus précise de la turbulence du vent, incluant les rafales. Un autre aspect important serait le regroupement des rafales de vent ou d'autres conditions de



3. Distributions de probabilité.

a) En bleu, distribution de probabilité mesurée $P(u_\tau)$ des incréments de vitesse en représentation semi-logarithmique, pour $\tau = 3$ s ; en noir, distribution gaussienne (parabolique) correspondante. L'évènement de 7σ marqué par une flèche orange correspond à un changement de vitesse du vent de 6,6 m/s en 3 secondes. La statistique de probabilité anormale mesurée est une conséquence de la turbulence intermittente à petite échelle et détermine le caractère rafaleux du vent.

b) Distributions de probabilité de la vitesse du vent et des incréments de puissance d'une seule éolienne (U) et d'un parc éolien (FARM), ici $\tau = 8$ s. Les courbes en pointillés sont les résultats de la modélisation stochastique selon [3]. (Les distributions sont décalées verticalement pour la clarté de la représentation.)





© Christian Steiness / Vattenfall (Horns Rev Offshore Wind Farm, Denmark).



4. Parc éolien *offshore*, où les conditions météorologiques locales ont conduit à une condensation révélant une partie du sillage des éoliennes.

fonctionnement spéciales, ce qui nécessiterait d'étendre la description de la turbulence au-delà des statistiques à deux points, comme les incréments, à des statistiques multipoints. Cela nécessite de nouvelles méthodes pour lesquelles des bases partiellement valables existent déjà dans la dynamique non linéaire et la physique statistique [7].

Pour plus de détails sur ces questions fondamentales et de très grande importance pour la conception et la fabrication des éoliennes, nous renvoyons le lecteur intéressé aux articles des auteurs [3, 7].

Au-delà d'une seule éolienne

Au-delà de l'interaction aérodynamique entre le fluide et la structure, d'autres problèmes essentiels sont à prendre en considération. Tout d'abord celui des interactions mutuelles au sein d'un parc d'éoliennes, puis celui non moins crucial de leur intégration dans un réseau électrique.

Les nouvelles éoliennes étant presque exclusivement installées dans des parcs éoliens, les conditions de vent dans ces parcs prennent une grande importance. Le sillage turbulent d'une turbine influence fortement ses voisines (fig. 4), la connaissance des interactions turbulentes est donc d'une importance cruciale.

Cependant, malgré des recherches approfondies, les conditions de vent, importantes dans un parc éolien, sont encore loin d'être bien comprises. L'insuffisante disponibilité de données de mesure de haute qualité y est pour quelque chose : les mâts de mesure équipés de capteurs à haute résolution sont pratiquement inexistantes dans les parcs éoliens. Actuellement, on tente d'utiliser des méthodes Lidar pour mesurer l'écoulement du vent à différents endroits d'un parc éolien. Une autre approche consiste à employer des méthodes de simulation complexes pour calculer cet écoulement.

En ce qui concerne l'interaction avec le réseau électrique, *via* les générateurs et les transformateurs, il s'agit d'une question complexe et d'actualité qui doit aussi être considérée en lien avec celle de l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans la quatrième partie, le lecteur trouvera un article de G. Sapy (p. 135) spécialement dédié à ce problème crucial de la stabilité des réseaux électriques comportant une part élevée d'énergie renouvelable intermittente. En tout cas, les fluctuations des énergies éolienne et solaire entraînent un nouveau type de dynamique dans le réseau électrique. Les cartes météorologiques montrent que les turbulences atmosphériques se produisent jusqu'à des centaines de kilomètres. Ainsi,

l'intégration au réseau présente de nombreux aspects différents. Actuellement, une solution efficace pour un contrôle automatique de la fréquence du réseau est apportée par l'inertie des machines tournantes pour lisser les fluctuations. Cela permet d'observer une fréquence variable à l'échelle européenne sur chaque prise électrique, comme le montre la figure 6 (voir par exemple www.mainsfrequency.com/). C'est probablement à cause de ce contrôle efficace que l'on ne sait pas grand-chose des statistiques réelles et de leurs valeurs extrêmes. En analysant ces données de fréquence, on peut voir que l'incrément de fréquence pour un pas de temps inférieur à la seconde présente des statistiques intermittentes si, dans une région environnante d'environ 100 km, une grande quantité d'énergie éolienne est insérée dans le réseau [8].

“ Malgré des recherches approfondies, les conditions de vent, importantes dans un parc éolien, sont encore loin d'être bien comprises.”

Aujourd'hui, même si le réseau électrique européen est capable de fonctionner avec un pourcentage élevé d'énergies renouvelables, comme le 14 mars 2021 avec 25 %, et même dans certains pays avec plus de 50 % d'énergie éolienne (voir https://cutt.ly/windeurope_archive), l'hypothèse simpliste selon laquelle la production d'énergie turbulente des systèmes individuels se résorbe en moyenne (c'est-à-dire suit la loi des grands nombres) n'est pas vraie. Même les fluctuations de la production d'énergie éolienne pour l'ensemble de l'Allemagne suivent des

>>>

>>>

statistiques turbulentes comme cela a été montré par M. Anvari *et al.* [9], et comme c'est également le cas pour le photovoltaïque, encore plus intermittent. Les nuages et leurs effets d'ombrage renforcent en outre les structures turbulentes.

Les fluctuations de puissance causées par les énergies renouvelables fluctuantes peuvent conduire à des instabilités dans le réseau, pouvant résulter en un *blackout*. Actuellement, les propriétés typiques des réseaux électriques sont étudiées de manière intensive avec des modèles d'oscillateurs couplés (modèles de Kuramoto) et avec certaines structures de réseau [10].

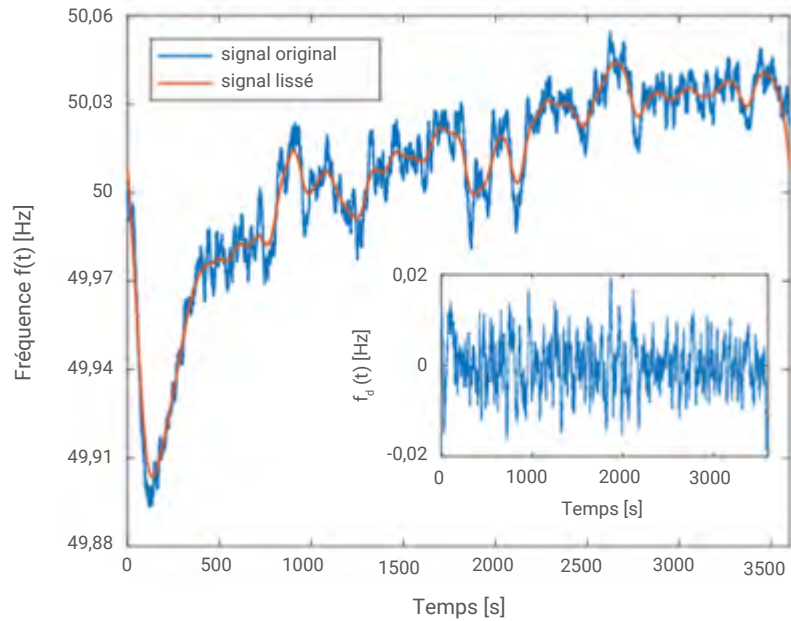
Dans cette problématique de la modélisation, les aspects multi-échelles constituent un défi majeur. Déjà, dans la simulation numérique de la turbulence du vent, le problème fondamental est que toutes les échelles pertinentes ne peuvent pas être représentées et que l'on doit s'appuyer sur des méthodes permettant d'établir des ponts entre les échelles.

Conclusion

Bien que les éoliennes soient construites depuis des siècles, il reste encore des défis physiques à relever, comme le souligne cette contribution. Trois défis principaux doivent être énoncés ici, une opinion personnelle des auteurs :

- 1) les éoliennes, qui sont les plus grandes machines en écoulement turbulent existantes, ont à gérer des conditions de fonctionnement inconnues dans les détails ;
- 2) la construction des éoliennes doit être faite dans l'esprit d'une production de masse (milliers d'unités), une nouveauté pour de si grandes machines ;
- 3) la transition vers un nouveau système énergétique fera appel à l'énergie éolienne ; mais les éoliennes, comme tout autre système électrique, doivent être construites par consensus avec la participation de la communauté.

Enfin, pour une description beaucoup plus large des défis de la recherche sur l'énergie éolienne, nous renvoyons aux études de G.A.M. Van Kuik *et al.* [11] et de P. Veers *et al.* [12]. ■



5. Exemple d'évolution temporelle de la fréquence du réseau électrique mesurée en Allemagne du Nord sur une durée d'une heure, avec une résolution de 200 ms. L'extraction de l'évolution tendancielle permet d'isoler le comportement du signal aux petites échelles de temps. Le pic initial observé à l'origine est causé par une réaction aux appels en énergie. Le signal original de fréquence est représenté en bleu, la ligne orange est obtenue après un lissage par moyenne pondérée sur une fenêtre glissante de largeur typique 30 s. En médaillon : le signal obtenu après soustraction de la tendance [8].



- 1• J.F. Manwell *et al.*, *Wind energy explained: theory, design and application*, 2^e édition, Wiley (2009).
- 2• J. Beurskens et A. Brand, "Wind Energy", dans *The World Scientific Handbook of Energy*, ed. G.M. Crawley (2013), pp. 307-341, World Scientific (Singapour). D.A. Spera (ed.), *Wind Turbine Technology*, ASME Press, New York (1995).
- 3• P. Milan *et al.*, "Turbulent character of wind energy", *Phys. Rev. Lett.* **110** (2013) 138701. Film supplémentaire : https://cutt.ly/turbines_turbulence
- 4• IEC, International Standard 61400 : "Wind Turbines", International Electrotechnical Commission (2005).
- 5• B. Castaing *et al.*, "Velocity probability density functions of high Reynolds number turbulence", *Physica D* **46** (1990) 177-200.
- 6• P. Tavner *et al.*, "The correlation between wind turbine turbulence and pitch failure", *Proceedings of EWEA 2011*, p. 149.
- 7• J. Friedrich *et al.*, "Superstatistical wind fields from point-wise atmospheric turbulence measurements", *PRX Energy* **1** (2022) 023006.
- 8• H. Haehne *et al.*, "The footprint of atmospheric turbulence in power grid frequency measurements", *Europhysics Letters* **121** (2018) 30001.
- 9• M. Anvari *et al.*, "Short term fluctuations of wind and solar power systems", *New Journal of Physics* **18** (2016) 063027.
- 10• Voir par exemple P.J. Menck *et al.* "How dead ends undermine power grid stability", *Nature Communications* **5** (2014) 3969. B. Schäfer *et al.*, "Non-Gaussian power grid frequency fluctuations characterized by Lévy-stable laws and superstatistics", *Nature Energy* **3** (2018), 119-126.
- 11• G.A.M. Van Kuik, J. Peinke *et al.*, "Long-term research challenges in wind energy – a research agenda by the European Academy of Wind Energy", *Wind Energy Science* **1** (2016) 1-39.
- 12• P. Veers *et al.*, "Grand challenges in the science of wind energy", *Science* **366** (2019) 6464.



Valoriser la chaleur nucléaire

Vers une utilisation plus efficiente des centrales nucléaires ?

Martin Laurent et Henri Safa^(*) henri.safa@cea.fr

* CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

La récupération d'une partie de l'énergie perdue des centrales nucléaires pour des usages industriels ou de chaleur urbaine offre des perspectives très intéressantes en termes de réduction des gaz à effet de serre (GES).

La lutte contre le réchauffement climatique nous impose de trouver des sources décarbonées pour nos usages énergétiques. À l'inverse de la production d'électricité, la production de chaleur en France génère beaucoup d'émissions de CO₂, car elle utilise la combustion de gaz naturel comme principale source d'énergie. Dans le même temps, l'on doit refroidir nos centrales nucléaires de puissance avec des prélèvements massifs d'eau à une source froide, car la production d'électricité génère de grandes quantités de chaleur. Le rendement thermodynamique de conversion de la chaleur en électricité est relativement faible : il varie de 35 % pour le nucléaire à 58 % pour les centrales à gaz à cycle combiné. Ne serait-il pas envisageable de récupérer ne serait-ce qu'une partie de la chaleur perdue des centrales électriques pour nos usages de chaleur ?

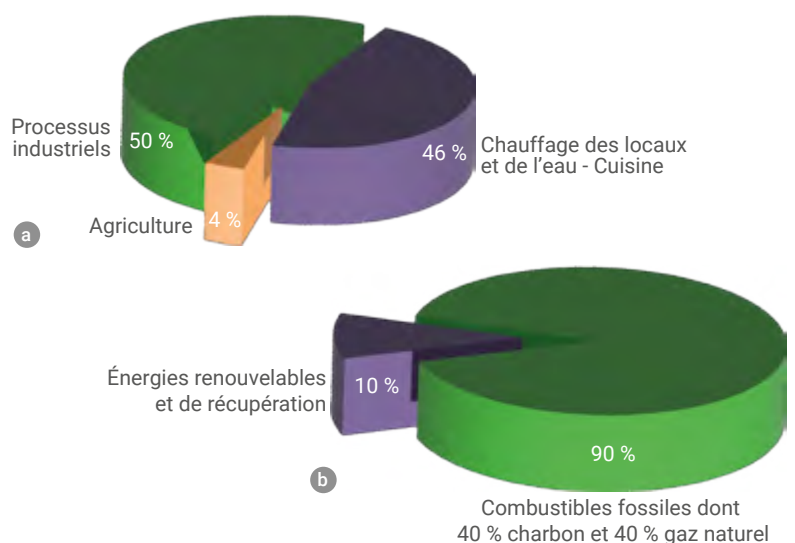
L'énergie sous forme de chaleur

En 2018, 50 % de l'énergie finale dans le monde était consommée sous forme de chaleur et contribuait à 40 % des émissions mondiales de dioxyde de carbone [1]. La production de chaleur, principalement à

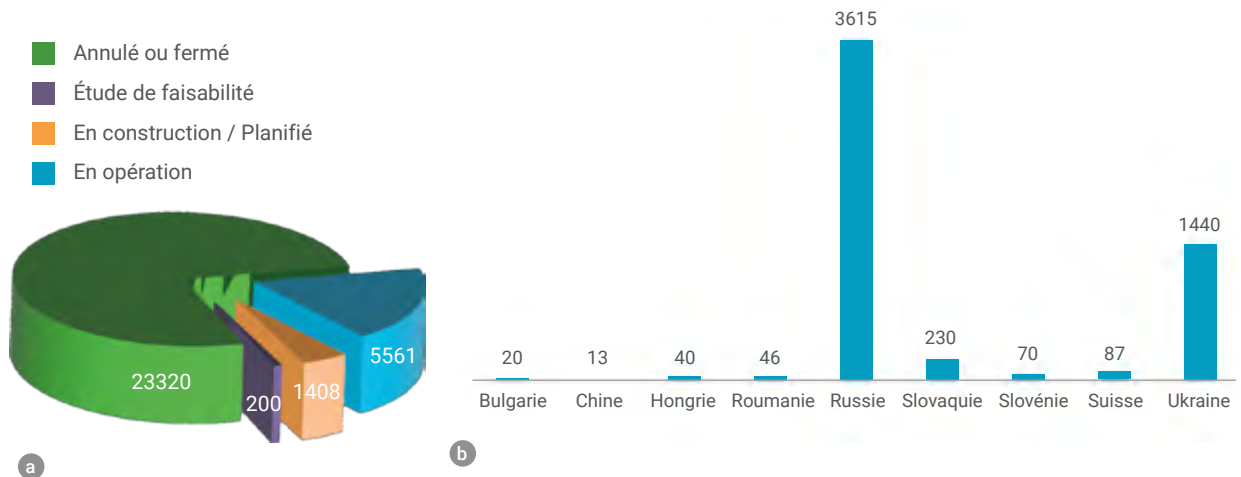
destination du chauffage résidentiel ou tertiaire et des procédés industriels, repose en grande majorité sur des combustibles fossiles (fig. 1).

Différencier la chaleur selon la température est primordial, les usages à des températures inférieures à 250 °C^(a) pouvant être fortement optimisés par des pratiques d'efficience énergétique (utiliser la chaleur produite en excès par les *data centers*, les centrales thermiques, les usines, dans d'autres applications comme le

chauffage urbain ou de procédés, etc.). En France, la consommation énergétique à des fins de chauffage en deçà de 250 °C (chauffage des locaux, de l'eau, des procédés industriels) représente 30 % des émissions de gaz à effet de serre. Malgré le fait que la loi oblige formellement certaines industries intensives en énergie à étudier la possibilité d'alimenter les réseaux de chaleur voisins [2], les symbioses énergétiques de ce type restent rares. >>>



1. Répartition de la production de chaleur dans le monde en 2018 (en pourcents), selon l'utilisation (a) et selon le type de combustible (b).



2. Quantité de chaleur (MW_{th}) fournie par des centrales nucléaires à des réseaux de chaleur dans le monde.

(a) Distribution par statut.

(b) Distribution par pays (réseaux en opération). En Europe, les centrales nucléaires représentent 0,15 % de la chaleur distribuée par des réseaux de chaleur.

Source des données utilisées : M. Lipka et A. Rajewski [7].

>>>

La production de chaleur des centrales nucléaires

Un exemple de système pertinent – pourtant rarement mentionné – est la valorisation de la chaleur produite par les centrales nucléaires. Dans un réacteur nucléaire, la chaleur thermique issue de la fission est convertie en électricité dans une turbine à vapeur avec un rendement thermodynamique de l'ordre de 35 %^(b). Les deux tiers de la chaleur produite sont donc rejetés dans l'environnement, dans l'eau de mer, dans les rivières ou dans l'atmosphère (tours aéroréfrigérantes). Il existe en France quelques valorisations des eaux rejetées à 40°C dites « eaux tièdes », comme la pisciculture, le chauffage de serres maraichères ou horticoles, de piscines avoisinantes ou l'élevage de crocodiles, mais ces applications restent marginales. De fait, la chaleur des réacteurs nucléaires pourrait être largement et plus efficacement valorisée [3].

Les réacteurs à eau pressurisée (REP, le type de réacteur nucléaire le plus couramment utilisé aujourd'hui et qui devrait le rester au moins jusqu'en 2050), peuvent pourtant être conçus pour fournir simultanément de l'électricité et de la chaleur (voire exclusivement de la chaleur), sans compromettre la sûreté de

l'installation [4]. La chaleur à la sortie du générateur de vapeur d'un réacteur à eau pressurisée est disponible jusqu'à une température de 280°C, couvrant le tiers des besoins industriels et l'intégralité des besoins résidentiels et tertiaires en chaleur, correspondant à 30 % des émissions totales de gaz à effet de serre de la France. Techniquement, une partie ou même l'intégralité de la chaleur peut être facilement récupérée dans un échangeur thermique et transportée vers le site d'utilisation dans des caloducs. S'il s'agit de chaleur récupérée à basse température (< 120°C), elle peut être acheminée sur de longues distances avec de très faibles pertes (< 2 % sur 100 km) [3, 5].

À la recherche de politiques territoriales ambitieuses

À travers le monde, au moins 55 réacteurs ont été utilisés comme solution de chauffage depuis les années 1970 (5561 MW_{th} de puissance en opération pour les réseaux de chaleur, dont 65 % en Russie et 26 % en Ukraine ; voir la figure 2). Une revue des différents types de réacteurs alimentant des réseaux de chaleur est proposée par J. Leppänen [6].

À l'aide d'experts de l'OCDE, nous avons identifié quinze zones

urbaines en Europe pour lesquelles le chauffage et l'eau chaude sanitaire pourraient être distribués sous la forme d'eau chaude circulant dans des réseaux de chaleur alimentés en partie par une centrale nucléaire voisine. Sept de ces quinze systèmes présentent un potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre à cout compétitif [8], la condition principale étant d'avoir des réseaux de chaleur suffisamment importants en taille. Aujourd'hui, plusieurs pays, à commencer par la Chine et la Finlande, mais aussi le Royaume-Uni et la Pologne, envisagent l'option du chauffage urbain basé sur une production thermique nucléaire. Le projet EcoSMR ("Ecosystem for Small Modular Reactors", voir aussi p. 97) est à suivre de près puisqu'il rassemble des acteurs industriels et politiques finlandais, anglais et lettons.

La production de vapeur pour des éco-parcs industriels a également été étudiée pour la France [8]. Des projets prometteurs ont été identifiés à Gravelines (usine de parapharmacie à 0,5 km de la centrale) et au Bugey (deux usines à 1,8 km). Le potentiel global est toutefois limité du fait de la distance qui sépare souvent les usines des sites nucléaires. À l'avenir, des politiques territoriales ambitieuses visant à inciter les industries pertinentes à s'implanter dans des

“ Les réacteurs à eau pressurisée (REP)... peuvent être conçus pour fournir simultanément de l'électricité et de la chaleur... sans compromettre la sûreté de l'installation. ”

zones contigües aux centrales nucléaires pourraient avoir des retombées économiques (réduction de 10 à 20 % des coûts annuels de production de chaleur) et environnementales importantes (entre 1 % et 4 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France) [8].

Les deux principales questions qui se posent lorsque l'on considère la production de chaleur à partir de centrales nucléaires sont les suivantes :

- 1• quelle est, en MWth, la puissance optimale du réacteur ?
- 2• quel type de réacteur serait le plus à même de répondre aux besoins du marché ?

Concernant la puissance, il faudra bien entendu s'adapter au marché. Plus le réacteur est petit, plus il pourra correspondre aux attentes d'un grand nombre d'utilisateurs en termes de besoins thermiques, de risque financier et de temps de construction. En revanche, le coût du MWh thermique extrait sera d'autant plus faible que l'énergie délivrée sera grande (économie d'échelle). Enfin, l'éloignement entre le site nucléaire et le client final est un facteur qui influera sur le coût du transport de la chaleur.

Quant au choix du type de réacteur, il dépendra de l'usage et notamment de la température d'utilisation souhaitée. Pour du chauffage urbain à

basse température, un petit réacteur de type piscine, non pressurisé, avec une sécurité passive renforcée pourrait suffire. En revanche, pour des applications industrielles, un réacteur à eau pressurisée standard fournira de la chaleur jusqu'à 280°C. Parmi les secteurs industriels potentiellement intéressés, on peut citer la chimie, la pharmacie ou la fabrication d'amidon, de malt ou encore de plastique.

Préparer l'évolution des systèmes énergétiques

Si une centrale est prévue sur un site possédant un potentiel pour la fourniture de chaleur à proximité d'agglomérations ou de sites industriels (e.g. Gravelines, Le Bugey, Nogent-sur-Seine [8, 9]), elle devrait être construite de façon à être facilement modifiable ultérieurement pour pouvoir fonctionner en mode cogénération d'électricité et de chaleur. Pour un coût additionnel relativement modeste (prévision d'un espace suffisant à l'implémentation d'équipements tels que des échangeurs de chaleur [10]), cela garantirait la possibilité future d'utiliser l'énergie thermique actuellement perdue. Parallèlement, le développement des réseaux de chaleur et des éco-parcs industriels devrait être fortement soutenu par tous les canaux, en particulier locaux et régionaux.

Par ailleurs, la quantité de chaleur générée par les REP de grande puissance dépasse souvent et de loin les besoins thermiques environnants. Il serait alors pertinent d'explorer la possibilité de concevoir des réacteurs nucléaires de plus faibles puissances, comme les SMR (Small and Modular Reactors, voir p. 97 et p. 103) pour une production de chaleur plus adaptée.

Plus généralement, il est essentiel d'intégrer les systèmes énergétiques dans un ensemble cohérent présentant une efficacité énergétique globale et offrant des choix technologiques nouveaux aux industriels. La transition énergétique se fera dans la complémentarité des énergies et des technologies, dans la recherche de synergies, et non pas dans une opposition entre les différents modes de production ou d'économie d'énergie. ■



- 1• IEA (International Energy Agency). Renewables 2019. Report extract Heat. <https://cutt.ly/iea-renewables-2019>
- 2• Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, « Application de l'article 14.5 de la Directive 2012/27/UE concernant la connexion aux réseaux de chaleur des producteurs générant un excès de chaleur », Décret n° 2014-1363 du 14 novembre 2014.
- 3• H. Safa, "Heat Recovery From Nuclear Power Plants", *Electrical Power & Energy Systems*, **42** (2012) 553-559.
- 4• STUK (Finnish Radiation and Nuclear Safety Authority), "Preliminary Safety Assessment of the Fennovoima Oy Nuclear Power Plant Project" (2009).
- 5• Q. Ma et al., "A review on transportation of heat energy over long distance: Exploratory development", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13** (2009), 1532–1540.
- 6• J. Leppänen, "A Review of District Heating Reactor Technology", *VTT Technical Research Center of Finland*. <https://cutt.ly/cris-vtt-pdf>
- 7• M. Lipka et A. Rajewski, "Regress in nuclear district heating: The need for rethinking cogeneration", *Progress in Nuclear Energy*, **130** (2020) 103518.
- 8• M. Leurent et al., "Cost-benefit analysis of district heating systems using heat from nuclear plants in seven European countries", *Energy*, **149** (2018) 454-472.
- 9• M. Leurent et al., "Cost and climate savings through nuclear district heating in a French urban area", *Energy Policy* **115(C)** (2018) 616-630.
- 10• ETI (Energy Technology Institute). "System Requirements for Alternative Nuclear Technologies – Phase 3. Technical assessment of SMR heat extraction for district heat networks" (2016). <https://cutt.ly/eti-phase-3>

(a) La température maximale de l'eau du circuit secondaire d'un réacteur nucléaire ne dépasse guère 300°C.

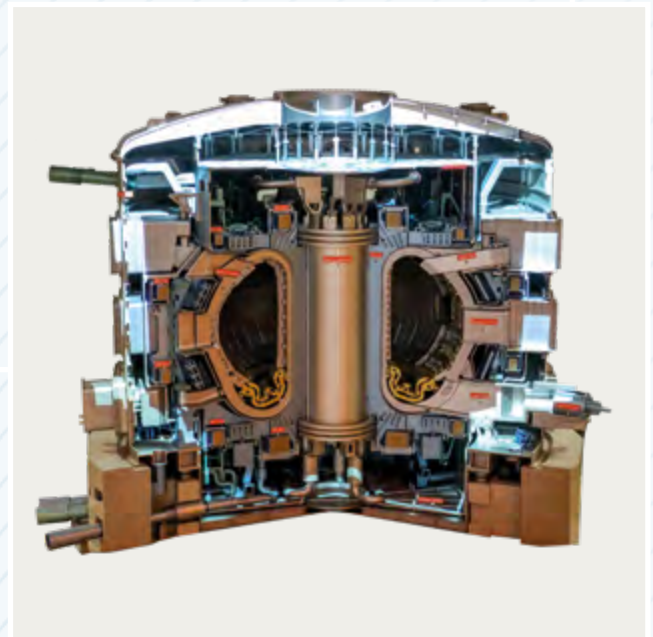
(b) Le rendement de Carnot est d'autant plus élevé que la température maximale du fluide calorifique l'est.



© Photo/Map : Arne Müseler / arne.mueseler.com / CC-BY-SA-3.0



<https://climeworks.com/roadmap/orca> (Courtoisie : Florence Delprat-Jannaud).



© Johannes Reimer (Wikipedia, CC BY 4.0).

Photos, de haut en bas :

- L'usine ORCA de captage direct du CO₂ dans l'air, à Hellisheidi, en Islande.
- L'usine marémotrice de Sihwa Lake, dans la province de Gyeonggi en Corée du Sud, mise en service en 2011, d'une puissance de 2,54 MW.
- Coupe du tokamak ITER, situé à proximité du CEA Cadarache à Saint-Paul-lez-Durance (Bouches-du-Rhône).

Quelques pistes de défossilisation en cours d'exploration

Dans cette troisième partie sont présentées quelques-unes des technologies dont la mise en œuvre, lorsqu'elles arriveront à maturité industrielle, pourra se révéler utile pour relever le défi colossal que représente l'objectif de la neutralité carbone au niveau mondial.

Les premières de ces technologies sont celles du captage et de la séquestration du carbone. Leur utilisation sera sans doute indispensable à court terme, compte tenu du temps de déploiement des technologies bas carbone. Elles sont présentées dans l'article de Florence Delprat-Jannaud.

L'article d'Aurélien Babarit *et al.*, complété par celui de Jean-Christophe Gilloteaux et Sandrine Aubrun, couvrent l'ensemble des technologies qu'il sera possible de mettre en œuvre pour exploiter les sources d'énergies marines.

Les deux derniers articles, d'Elsa Merle *et al.* et de Gérard Bonhomme, concernent les technologies nucléaires (fission et fusion). Ils font l'objet d'une introduction spécifique par Bernard Tamain.

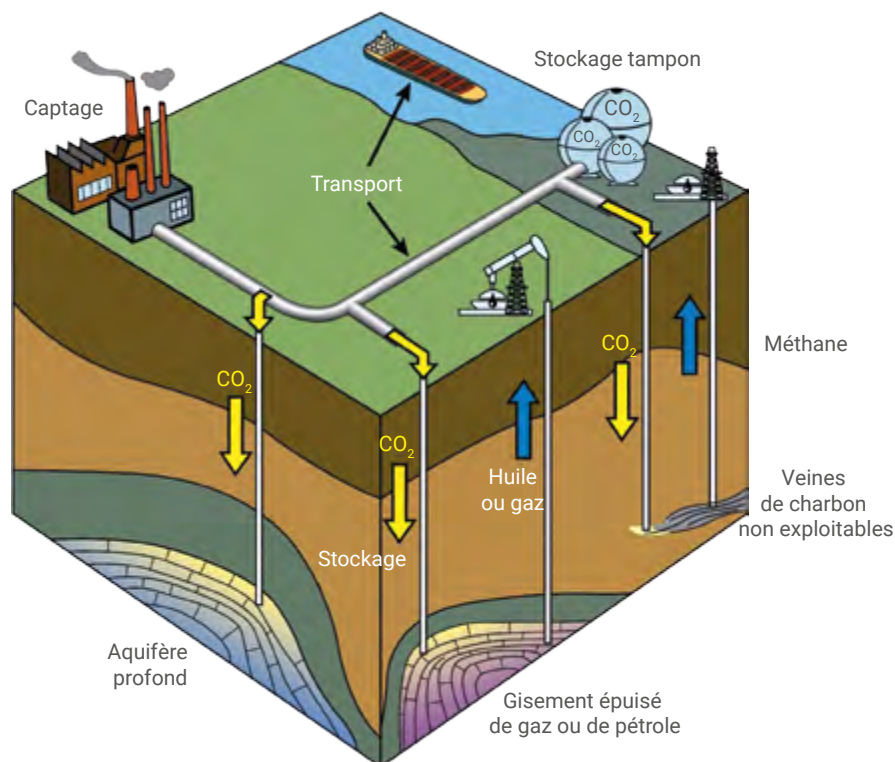
Le captage et le stockage du CO₂

Florence Delprat-Jannaud (florence.delprat-jannaud@ifpen.fr)

IFP Énergies nouvelles (IFPEN), 1-4 avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex

Le captage et le stockage géologique du gaz carbonique ne sont pas des technologies nouvelles : le captage et la séparation du CO₂ sont appliqués dans l'industrie depuis des décennies, et l'injection de CO₂ est pratiquée depuis les années 1970 pour la récupération assistée du pétrole. Toutefois, des verrous restent à lever pour leur déploiement à grande échelle.

Cet article propose une revue des technologies existantes, qu'elles soient matures ou en cours de développement, ainsi qu'une discussion sur les enjeux à adresser : réduction des coûts et de la pénalité énergétique pour le captage du CO₂, mutualisation des infrastructures pour le transport, démonstration de la faisabilité du stockage massif ainsi que perspectives en matière d'utilisation.



1. Captage et stockage du CO₂

Les scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale mettent en avant le rôle du captage et du stockage géologique du CO₂ (CSC) dans le mix énergétique pour réduire ses émissions associées aux secteurs de l'énergie et de l'industrie. Non seulement cette technologie pourrait être mise en place rapidement, mais par ailleurs nombre d'industries (sidérurgie, cimenterie, raffinage, chimie et pétrochimie) ne disposent pas à ce jour de technologies de substitution leur permettant de réduire massivement leurs émissions. C'est pourquoi la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques requiert une intensification rapide du déploiement du CSC : 2300 Mt (mégatonnes) de CO₂ par an sont à capter d'ici 2040, alors qu'aujourd'hui seulement 40 Mt le sont chaque année.



2. Grandes installations de captage et stockage du CO₂ dans le monde en 2021.
 "Global Status of CCS 2021", <https://cutt.ly/globalccsinstitute-pdf>

Les enjeux

Maintenir le réchauffement climatique sous la barre des 2°C, voire des 1,5°C d'ici la fin du siècle, nécessite de maîtriser les émissions anthropiques des gaz à effet de serre. La Commission européenne, dans son Pacte vert pour l'Europe [1], ainsi que la France, dans la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC2 [2]), se sont fixées un objectif de neutralité carbone en 2050, tout en soutenant une économie compétitive, propre et circulaire.

L'atteinte de ces objectifs nécessite la mise en œuvre d'un portefeuille de solutions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre, parmi lesquelles se trouvent l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables... ainsi que le captage-stockage et la valorisation du CO₂ (CSCV, CCUS en anglais). Le captage-stockage du CO₂ (CSC) consiste à le capter à sa source de production et à le stocker de façon pérenne dans des formations géologiques souterraines afin de l'isoler de l'atmosphère (fig. 1). Dans le scénario « Développement durable » de l'Agence internationale de l'énergie (IEA), le CSCV contribuerait ainsi à éviter des émissions de CO₂ à hauteur de 850 Mt/an en 2030, 5 Gt/an en 2050, et

10 Gt/an en 2070, ce qui correspondrait dans ce dernier cas à près de 15 % de la réduction cumulée des émissions [3].

Cette technologie est envisagée pour décarboner le secteur de l'énergie et de la production d'électricité ainsi que le secteur industriel, en particulier la production de ciment, de fer et d'acier, et l'industrie chimique. Le CSCV présente en effet l'avantage, pour ces infrastructures lourdes et généralement conçues pour être exploitées pendant au moins trente à quarante ans, de pouvoir être mis en œuvre sans nécessiter de remplacer entièrement des installations industrielles, ni de faire évoluer l'ensemble du réseau de distribution d'énergie. Par ailleurs, une partie importante des émissions de ces industries est « difficile à réduire », parce que résultant de réactions chimiques inhérentes aux processus de production (dans la fabrication du ciment par exemple), ou associée à un besoin de chaleur à haute température (aujourd'hui presque exclusivement fournie par la combustion de combustibles fossiles). Le CSCV apporte ainsi la seule solution à ce jour pour la réduction de ces émissions. En outre, cette technologie permet de produire, à un coût raisonnable, une

partie de l'hydrogène nécessaire à la décarbonation de certains secteurs, comme le transport à longue distance, l'industrie chimique et la production de fer et d'acier. Enfin, le CSCV apporte des solutions pour éliminer le carbone de l'atmosphère et ainsi compenser les émissions de CO₂ de certains secteurs, comme le transport ou l'agriculture.

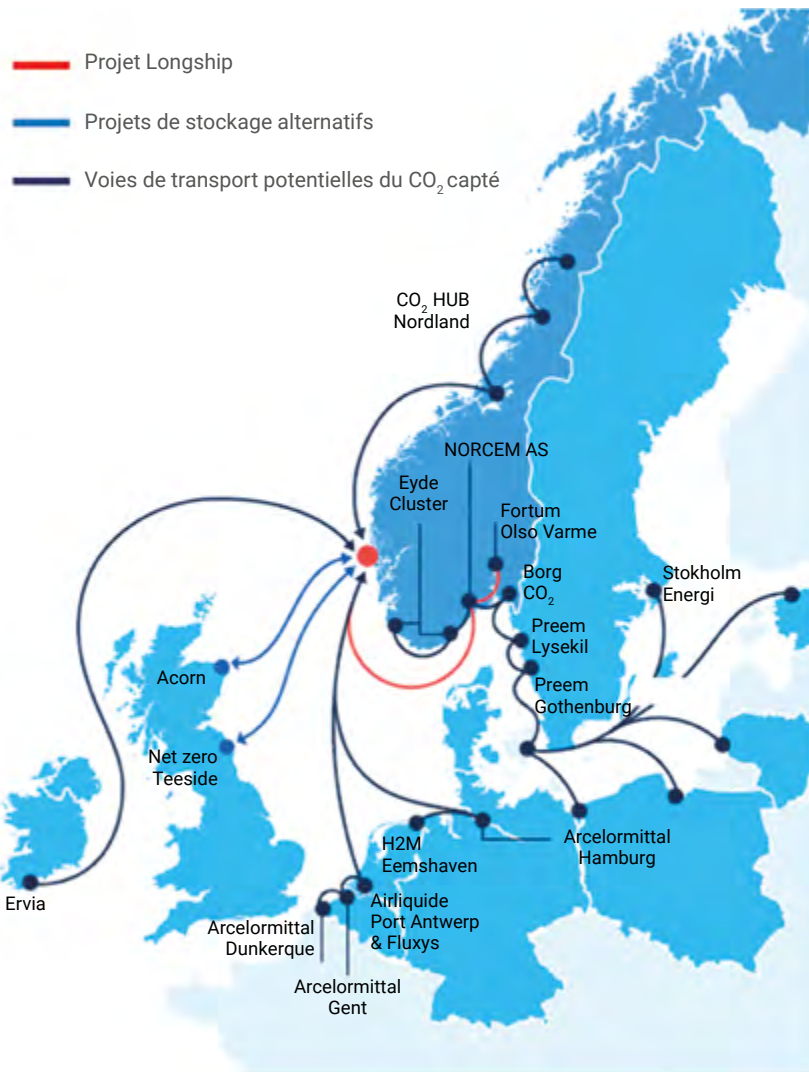
Bien sûr, pour que cette technique ait un effet sur le climat, elle doit pouvoir être déployée à très grande échelle. C'est là tout l'enjeu des développements en cours.

Le captage-stockage et l'utilisation du CO₂

Le CSCV est une technologie mature, appliquée dans l'industrie depuis des décennies. Au niveau mondial, on capte aujourd'hui environ 40 Mt de CO₂ par an et on comptait 135 projets à grande échelle en 2021 : 27 en opération, 2 interrompus, 4 en construction, 58 en étape de développement avancé, 44 en étape de développement préliminaire (fig. 2).

La chaîne de valeur repose aujourd'hui sur un captage du CO₂ réalisé par l'industrie émettrice et une infrastructure mutualisée de transport et de stockage du CO₂, permettant de

>>>



3. Le projet Northern Lights dans la mer du Nord.

● : Sites de captage. ● : Sites de stockage alternatifs. ● : Site de stockage en Norvège.
(Source : Global Status of CCS 2020, The Global CCS Institute).

>>>

réaliser des économies d'échelle. Un des projets les plus avancés en Europe est l'infrastructure Longship/Northern Lights, développée par Equinor, Shell et Total, qui devrait être mise en service en 2024 avec une capacité de stockage de 1,5 Mt CO₂/an dans une première phase, capacité qui pourrait ultérieurement monter à 5 Mt/an (fig. 3).

Le captage du CO₂

Le captage du CO₂ consiste à le séparer des fumées émises par l'industrie et le secteur énergétique, en ajoutant une unité spécifique de séparation à une installation industrielle, et/ou en modifiant des procédés industriels existants. Le CO₂ est extrait sous forme gazeuse ou liquide, mélangé à d'autres espèces gazeuses

généralement très minoritaires. Après séparation, le flux de CO₂ doit être parfois purifié, puis comprimé pour son transport.

Il existe trois approches principales [4] pour capter le CO₂, qui peuvent être combinées pour créer des méthodes hybrides.

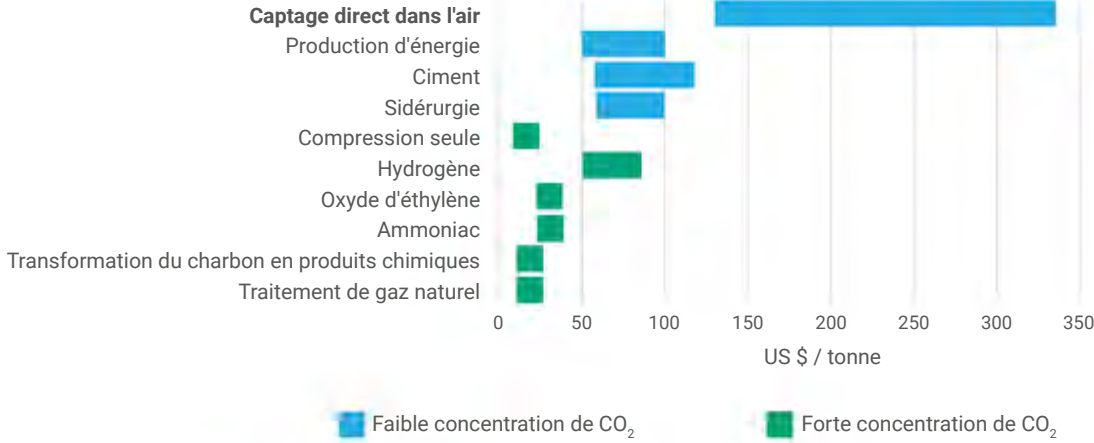
1 • **Le captage en postcombustion** consiste à l'extraire des gaz de combustion qui contiennent majoritairement de l'azote (la combustion étant réalisée à l'air), du CO₂, de l'oxygène, de l'eau, des oxydes d'azote (NO_x) et de soufre (SO_x)... Le procédé de captage le plus couramment utilisé est un procédé par absorption : le CO₂ est extrait des fumées de combustion à l'aide d'un solvant, généralement à base d'amines, qui présente une affinité pour les

molécules de CO₂. Le CO₂ capté par le solvant est ensuite séparé de ce dernier par régénération thermique. Si le captage par solvant est le procédé le plus mature, d'autres technologies sont en développement, telles que le captage par cycle calcium (captage du CO₂ par de la chaux vive pour donner du calcaire qui, une fois monté en température, libère le CO₂), par cryogénie (solidification du CO₂ par givrage), par séparation membranaire ou par contact avec un adsorbant solide. Les procédés en postcombustion génèrent un flux de CO₂ d'une concentration généralement supérieure à 99 %, les fumées rejetées dans l'atmosphère contenant essentiellement de l'azote, de l'eau et de l'oxygène.

Outre sa maturité, le captage en postcombustion présente, du fait de son positionnement en aval des processus industriels, l'avantage de pouvoir être mis en œuvre sur des installations existantes, sans nécessiter de modifications importantes, pour peu que l'espace requis pour la mise en place des équipements soit disponible. Il peut en outre être appliqué au traitement des fumées d'industries diverses (centrales thermiques, usines sidérurgiques, cimenteries...). En revanche, ce type de procédé présente une forte pénalité énergétique et donc un coût de mise en œuvre élevé.

2 • **Le captage en oxycombustion** consiste à réaliser une combustion en présence d'oxygène (presque) pur plutôt qu'à l'air, produisant ainsi un gaz constitué presque exclusivement de vapeur d'eau et de CO₂, alors facile à extraire. Une partie du gaz de combustion est recyclée en chambre de combustion, le reste étant déshydraté pour obtenir un flux de CO₂ de haute pureté.

L'oxygène est généralement produit par séparation de l'air (distillation cryogénique ou séparation membranaire), mais cette technologie requiert une forte consommation d'énergie. Une seconde option consiste à apporter de l'oxygène sous forme d'oxydes métalliques, qui vont tourner en boucle entre un réacteur d'oxydation et un réacteur de réduction. Dans le réacteur « air » s'effectue, au contact de l'air, l'oxydation du matériau qui va transporter l'oxygène ; dans le



4. Coût du captage de CO₂ par secteur, incluant la compression du CO₂

“Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage”, IEA (2020).
www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions

réacteur « fuel », s’effectue, au contact du combustible, la réduction du matériau qui cède ainsi son oxygène. Cette solution, appelée « combustion en boucle chimique », ne présente pratiquement pas de pénalité énergétique pour la production d’oxygène, mais est encore en phase de développement.

3 • Enfin, le **captage en précombustion** consiste à extraire le CO₂ en amont de la combustion, en transformant par oxydation partielle le combustible initial en un mélange H₂ + CO qui est traité pour accroître la production d’hydrogène. Après extraction du CO₂ par un procédé en postcombustion, l’hydrogène est brûlé dans une installation thermique adaptée qui ne rejette que de l’eau dans l’atmosphère. À noter que le gaz de synthèse étant produit sous pression, la séparation du CO₂ peut se faire par solvant physique (méthanol, par exemple), sans nécessiter de chaleur pour désorber les gaz acides.

Le captage du CO₂ est généralement l’étape la plus onéreuse de la chaîne de valeur du captage et stockage, en raison des coûts d’investissement et des besoins en énergie des procédés. Bien entendu, le bénéfice de la mise en œuvre d’un procédé de captage de CO₂ sur une installation est quantifié en termes, non pas de CO₂ capté, mais de « CO₂ évité », c’est-à-dire en intégrant les émissions additionnelles résultant de la mise en œuvre du captage de CO₂.

Les coûts de captage du CO₂ sont estimés, toutes filières confondues, entre 10 et 130 € par tonne de CO₂ évitée. Ils dépendent fortement des caractéristiques du procédé industriel considéré (concentration en CO₂, pression, composition des fumées...), de la consommation d’énergie, des hypothèses financières retenues (fig. 4). L’étape de captage inclut, outre la séparation du CO₂ des fumées, le conditionnement du CO₂, qui doit être comprimé pour le transport. Du fait du faible déploiement de la technologie, de grandes incertitudes demeurent sur ces coûts. Ceux-ci sont très sensibles à nombre d’hypothèses sous-jacentes telles que la composition des gaz traités, la pureté du CO₂ capté, le procédé de captage utilisé, la durée de vie des installations, le prix du gaz naturel ou de l’électricité, le taux d’actualisation...

Le coût du captage du CO₂ peut en fait représenter jusqu’à 70 % du coût total de la chaîne CSC, le transport et le stockage représentant chacun environ 15 %. Dans ce contexte, les enjeux de recherche et d’innovation portent sur le développement de technologies performantes et moins onéreuses. Il s’agit donc non seulement de mener une recherche incrémentale dans le but d’optimiser les technologies existantes, gagner en maturité et permettre des économies d’échelle et d’apprentissage, mais aussi de préparer des procédés de captage de nouvelle génération, rendant possible une réduction significative des coûts.

Le transport du CO₂

Le transport du CO₂ ne présente pas de verrou technologique majeur. Il est déjà pratiqué à l’échelle industrielle par bateau et par gazoduc. Le transport par gazoduc se fait en phase supercritique (pression supérieure à 74 bars) ou liquide (10 bars, -40°C), le transport par bateau en phase liquide à pression modérée et basse température (7 bars et -50°C par exemple).

Les coûts de transport dépendent des volumes de CO₂ transportés, de la distance parcourue, du diamètre du pipeline ou de la taille des bateaux. Ceux associés au transport par gazoduc sont principalement déterminés par les CAPEX (dépenses d’investissement en capital) et sont approximativement proportionnels à la distance. Ils sont très sensibles à la quantité de CO₂ transportée. Ceux associés au transport par bateau sont moins dépendants de la distance mais, en deçà d’une certaine distance, le transport par bateau n’est plus économiquement viable.

L’enjeu pour le transport du CO₂ est plutôt d’ordre logistique, même si, notamment en cas de transport par gazoduc, des innovations pourraient être nécessaires pour la détection de fuites éventuelles et la remédiation. Il s’agit de cartographier, de développer et d’optimiser le réseau de transport en fonction de la localisation des installations de captage par rapport aux sites de stockage.

>>>

>>>

Le stockage du CO₂

Le stockage géologique du CO₂ doit être sûr et permanent, grâce à des phénomènes de piégeage naturel. Il existe en effet sous terre des réservoirs de CO₂ âgés de plusieurs millions d'années qui démontrent que certaines formations naturelles sont capables de le stocker de manière efficace et en toute sécurité sur de très longues périodes. Le CO₂ ne peut toutefois pas être injecté n'importe où dans le sous-sol. Son stockage (fig. 1) est envisagé essentiellement dans deux types de formations, sur terre (en "onshore") comme en mer (en "offshore") :

- (a) les réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés, dont les propriétés sont bien connues du fait de l'exploration et de l'exploitation pétrolière, même si des études sont nécessaires pour confirmer les propriétés du réservoir et de sa couverture en fin d'exploitation ;
- (b) les aquifères salins profonds qui offrent un potentiel de stockage plus important, mais sont généralement moins connus.

La sélection d'un site de stockage de CO₂ répond à de nombreux critères :

- une profondeur supérieure à 800 m, afin d'atteindre des conditions de température et de pression (respectivement supérieures à 31°C et 754 bars) pour lesquelles le CO₂ se trouve dans un état supercritique, ce qui permet de maximiser la quantité stockée ;
- une porosité et une perméabilité de la roche réservoir, permettant une capacité de stockage suffisante ;
- la présence d'une couverture rocheuse imperméable (argiles, sels...) empêchant le CO₂ de remonter ;
- la présence de structures pièges, contrôlant la migration latérale du CO₂ ;
- l'absence d'eau potable ou, de façon plus générale, de tout conflit potentiel avec d'autres usages éventuels du sous-sol.

Si la capacité globale pour le stockage souterrain du CO₂ dans le monde reste incertaine, en particulier pour les aquifères salins profonds, la disponibilité de formations géologiques aptes à ce stockage n'est pas un verrou pour le développement de la filière. La capacité de stockage

globale totale est en effet estimée entre 8000 et 55 000 Gt (gigatonnes), alors que la quantité de CO₂ à stocker est d'environ 220 Gt sur la période 2020-2070. Toutefois, la majeure partie de cette capacité (entre 6000 et 42 000 Gt) est située "onshore", et le stockage du CO₂ se heurte alors dans certains pays à des problèmes d'acceptabilité sociétale. En "offshore", en se limitant aux formations géologiques situées à moins de 300 kilomètres des côtes, à des profondeurs d'eau inférieures à 300 mètres, et en excluant l'Arctique et l'Antarctique, la capacité de stockage est alors estimée entre 2000 et 13 000 Gt [5].

Les roches réservoirs sont le plus souvent remplies de saumure. Le CO₂ est donc injecté dans la formation géologique à une pression sensiblement plus élevée que celle du réservoir, de façon à repousser le fluide en place. Des études géomécaniques permettent d'identifier la pression maximale à ne pas dépasser pour éviter l'endommagement de la formation. L'injection du CO₂ peut aussi être affectée par des processus chimiques. En fonction de la roche réservoir, de la composition des fluides en place et des conditions de pression et de température, des réactions de dissolution ou de précipitation de minéraux peuvent se produire, notamment aux abords du puits d'injection, et affecter la porosité de la roche et la capacité du CO₂ à s'écouler. La dissolution des carbonates peut ainsi augmenter la porosité de la roche ; la précipitation de minéraux carbonatés peut au contraire cimenter la formation autour du puits. Des études d'ingénierie de réservoir, couplées à des analyses géochimiques, sont donc nécessaires pour gérer les débits d'injection, afin d'anticiper ces phénomènes d'interactions complexes et éviter tout phénomène susceptible de réduire les quantités de CO₂ que l'on peut injecter.

Les coûts de stockage du CO₂ sont estimés entre 1 et 20 €/t CO₂ [6] ; ils varient en fonction du taux d'injection de CO₂ et des caractéristiques des réservoirs de stockage, ainsi que de l'emplacement des sites de stockage. Le stockage "onshore" est moins cher que le stockage "offshore", et le

stockage dans des champs de pétrole et de gaz épuisés est *a priori* moins onéreux que dans les aquifères salins profonds. Le coût du développement de nouveaux sites reste toutefois incertain, et il risque d'être un facteur important pour le déploiement du CSC dans les décennies à venir dans certaines régions.

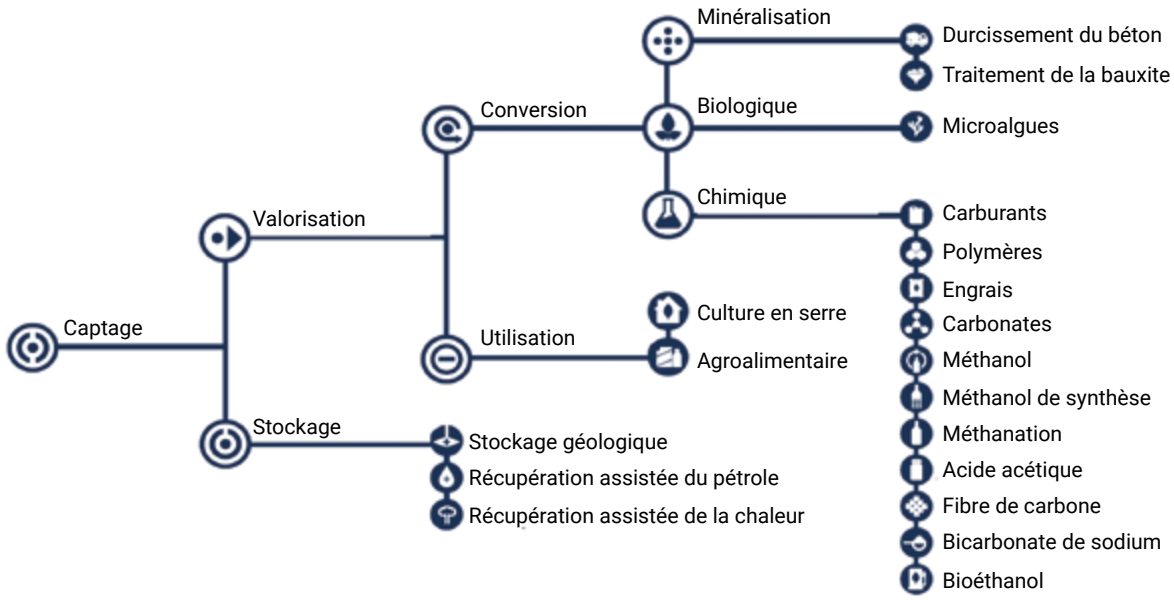
Au-delà de la démonstration de la faisabilité d'un stockage massif dans des aquifères salins profonds, le principal enjeu réside dans l'acceptabilité sociétale des projets de stockage, en particulier "onshore". Le déploiement de la filière nécessite aussi la mise en place rapide de réglementations incitatives permettant de faire émerger un marché du CO₂ et compenser le surcoût du CSCV, de mécanismes aux frontières permettant de maintenir la compétitivité des industries, et d'un cadre juridique autorisant le transport transfrontalier du CO₂.

Au-delà du captage et stockage du CO₂

Utilisation et conversion du CO₂

Plutôt que d'être stocké dans le sous-sol de façon pérenne, le CO₂ peut aussi être considéré comme une ressource que l'on peut utiliser directement ou convertir en un produit (CCU, Carbon capture and utilization). D'après l'IEA [7], environ 230 Mt de CO₂ sont utilisées chaque année dans le monde, le plus gros consommateur étant l'industrie des engrais (130 Mt de CO₂ utilisées dans la fabrication d'urée), suivie par l'exploration pétrolière (70 à 80 Mt de CO₂ utilisées pour la récupération assistée du pétrole). Si la plupart des applications commerciales sont aujourd'hui associées à une utilisation directe du CO₂, des voies de valorisation faisant appel à des procédés de conversion chimique et biologique du CO₂ en produits chimiques et matériaux de construction notamment, sont en développement (fig. 5).

Le potentiel de marché à venir pour ces produits est difficile à évaluer du fait du faible développement, voire du manque de maturité des technologies, du besoin élevé en hydrogène ou en électricité à faible teneur en carbone dont l'utilisation directe pour



5. Principales voies de valorisation du CO₂

"Global Status of CCS", GCCSI 2019. <https://cutt.ly/globalccsinstitute-status-of-ccs-report-2019>

d'autres applications pourrait être plus rentable, et des incertitudes sur les aspects réglementaires. Le volume de transformation du CO₂ en un produit donné doit être aussi analysé, au regard du risque d'inonder le marché et de détruire toute valeur du produit issu de cette transformation.

Toutefois, l'utilisation du CO₂ ne peut être un instrument de lutte contre le changement climatique que si elle permet de le stocker dans le produit issu de la transformation. C'est le cas de la production de matériaux de construction à partir de CO₂ et de minéraux ou de déchets : l'utilisation du CO₂ dans la fabrication du béton permet également une amélioration de la performance et de la durabilité du matériau. En revanche, une transformation en carburant réémettrait immédiatement le CO₂ utilisé. Ces approches sont donc considérées comme des compléments éventuels, et non des alternatives au stockage de CO₂, dans une perspective de réduction des émissions de CO₂ à grande échelle. Dans le scénario de l'IEA, sur les 10 Gt de CO₂ captés en 2070, plus de 90 % sont stockés ; 8 % sont utilisés, essentiellement pour produire des carburants.

Émissions négatives

Enfin, les technologies CSCV peuvent permettre, non seulement de réduire les émissions de CO₂, mais aussi de retirer du CO₂ de l'atmosphère. C'est le cas de la bioénergie avec CSC (BECCS) : la substitution dans un procédé industriel de la biomasse à une matière première ou à une énergie d'origine fossile, associée à un captage du CO₂ issu de la combustion et stockage dans des réservoirs géologiques, est un moyen de réduire la quantité de CO₂ présent dans l'atmosphère. Par ailleurs, des travaux sont en cours pour développer des procédés de captage direct dans l'atmosphère (DAC pour "Direct Air Capture") avec déjà des premiers pilotes.

Ces technologies apparaissent aujourd'hui dans tous les scénarios de développement durable pour compenser les émissions de CO₂ dans des secteurs où celles-ci sont difficiles à réduire. Dans le scénario « Développement durable » de l'IEA, le BECCS intervient ainsi à hauteur de 45 Mt de CO₂ entre 2030 et 2070, et le DAC à hauteur 2,8 Mt de CO₂. On parle d'« émissions négatives », pour illustrer le fait que ces technologies retirent du CO₂ de l'atmosphère.

Le captage-stockage et l'utilisation du CO₂ en France

Le captage-stockage est une brique du portefeuille des technologies identifiées dans la Stratégie nationale bas-carbone pour la réduction des émissions de CO₂, avec un objectif de réduction lié au CSC de 15 Mt CO₂/an, dont 5 Mt CO₂/an dans le secteur industriel à partir de 2030 et 10 Mt CO₂/an associés à du BECCS. LADEME [8] a de son côté estimé un potentiel de captage et stockage de CO₂ de 24 Mt CO₂/an sur la base des émissions de 2017, en prenant en compte la faisabilité technico-économique de la chaîne, la disponibilité des infrastructures de transport et l'opposition sociétale au stockage "onshore". Ce potentiel est porté par trois régions : les Hauts-de-France (15 Mt CO₂/an, avec stockage en mer du Nord au large de Dunkerque), la Normandie (6 Mt CO₂/an avec stockage en mer du Nord au large de Dunkerque) et la Nouvelle Aquitaine (3 Mt CO₂/an avec stockage dans des anciens réservoirs de gaz). Des installations de collecte du CO₂ capté et de transport sont à l'étude dans ces trois régions. Un des verrous pour le déploiement de la filière sera la

>>>



© IFPEN

© Projet 3D

E1. Projet 3D.

(a) Démonstrateur du procédé DMX à Dunkerque.

(b) Le futur pôle européen Dunkerque-Mer du Nord de captage et stockage du CO₂ à l'échelle industrielle (<https://3d-ccus.com/>). Le CO₂ capté à Dunkerque sera transporté par pipe-line ou par bateau jusqu'à trois sites de stockage en aquifère salin profond en mer du Nord (fig. E1) : au large (300 km) de la côte sud-est de l'Angleterre, à Kollsnes près de Bergen en Norvège (transport par bateau seulement), ou près de la côte ouest des Pays-Bas.

Lancé en mai 2019, le projet « 3D » (“DMX Demonstration in Dunkirk”) fait partie du programme pour la recherche et l'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne. Coordonné par IFPEN, il regroupe dix autres partenaires de la recherche et de l'industrie, issus de six pays européens : ArcelorMittal, Axens, Total Energies, ACP, Brevik Engineering, CMI, DTU, Gassco, RWTH, Uetikon.

Ce projet vise un triple objectif. Le premier est de démontrer, à l'échelle du pilote industriel, les performances d'un procédé de captage du CO₂ développé par l'IFPEN. Ce procédé, par solvant DMX™, est plus performant que ceux de référence aux amines qui présentent une forte consommation d'énergie pour la régénération du solvant. La solution IFPEN repose sur un solvant à très grande capacité cyclique qui décante en deux phases, et dont seule la phase la plus riche en CO₂ est régénérée. La stabilité chimique du solvant DMX™ permet également d'opérer cette régénération en température et donc de produire le CO₂ en pression, ce qui se traduit par une économie de deux étages de compression par rapport aux procédés classiques. Enfin, grâce à la valorisation de la chaleur produite sur le site d'ArcelorMittal, ce procédé devrait permettre une réduction significative du coût total du captage.

Le pilote pour la démonstration du procédé, conçu par Axens (fig. E1a), a été construit en 2021.

Il est maintenant installé sur le site sidérurgique ArcelorMittal de Dunkerque et a été inauguré le 21 mars 2022. Sa capacité est de 0,5 t CO₂ capté par heure. À la fin du projet « 3D », en 2023, ce procédé sera commercialisé par Axens.

Le second objectif du projet 3D est de préparer la mise en place d'une première unité industrielle sur le site ArcelorMittal de Dunkerque, qui pourrait être opérationnelle à partir de 2026. Cette unité devrait capter plus de 125 tonnes de CO₂ par heure, soit plus de 1 Mt (million de tonnes) de CO₂ par an.

Enfin, le projet « 3D » s'inscrit dans une ambition plus globale, celle du développement d'un futur pôle européen de captage-stockage de CO₂ à Dunkerque-Mer du Nord (fig. E1b). Le troisième objectif est donc de concevoir ce futur pôle, qui pourrait capter, conditionner, transporter et stocker 10 Mt de CO₂ par an, et verrait le jour à l'horizon 2035. Ce pôle s'appuierait sur les infrastructures de conditionnement et de transport pour le stockage du CO₂ en mer du Nord, mises en place via d'autres projets. Des solutions de transport par pipeline et par bateau sont à l'étude, intégrant la compression du CO₂ requise pour le transport par pipeline, les dimensions du pipeline, la logistique (taille et nombre de navires), ainsi que les besoins de stockage intermédiaire.

LE CAPTAGE DIRECT DANS L'AIR

Encadré 2

Le captage direct dans l'air (DAC) fait référence aux technologies qui permettent de séparer le CO₂ de l'atmosphère. Couplé à un stockage de CO₂ dans des formations géologiques (captage et stockage directs du carbone dans l'air – DACCS), il permet en effet de générer des émissions négatives. Cette solution apparaît dans les scénarios de transition vers la neutralité carbone pour compenser les émissions de CO₂ de certains secteurs, comme l'agriculture, parfois à des niveaux très élevés. Le DACCS présente en l'effet l'avantage, par rapport aux solutions à émissions négatives, telles que le reboisement ou le stockage du carbone dans le sol, de ne pas nécessiter une importante quantité d'eau et de terres arables, et d'assurer une réduction pérenne de la quantité de CO₂ de l'atmosphère. Par ailleurs la modularité du DAC laisse entrevoir un potentiel de déploiement facile et relativement rapide.

Les procédés actuels requièrent de grands ventilateurs qui amènent l'air ambiant à travers un filtre où un produit chimique capte le CO₂, lequel est ensuite libéré et collecté pour le traitement. Les technologies mises en œuvre aujourd'hui font appel soit à un absorbant liquide (Carbon Engineering) soit à un adsorbant solide (Climeworks et Global Thermostat) pour séparer le CO₂ de l'atmosphère. Le verrou majeur réside dans la très faible concentration du CO₂ dans l'air, 0,04 %, soit environ 300 fois plus faible que dans les gaz de combustions industrielles, ce qui augmente significativement le besoin en énergie et les coûts associés. Les coûts des premiers projets sont estimés entre ~ 400 et 700 € / t CO₂ et pourraient chuter à 200 € / t CO₂ *. Toutefois, du fait de l'absence à ce jour d'unités à grande échelle, les incertitudes sont très grandes.

L'intérêt de cette technologie, par rapport au captage du CO₂ sur fumées industrielles, réside dans la possibilité d'installer l'unité de captage à côté d'une zone de stockage limitant ainsi le transport et

le coût associé. C'est le cas du projet Orca en Islande, qui tire parti de la disponibilité d'un site de stockage à proximité d'une énergie renouvelable abondante d'origine géothermique. Inauguré en septembre 2021 par la société suisse Climeworks, Orca est aujourd'hui la plus grande usine de captage direct au monde (voir la photo, p. 76). Elle devrait capter 4000 tonnes de CO₂ par an. L'installation est équipée de douze ventilateurs qui brassent l'air ambiant et l'aspirent pour le mettre en contact avec des solvants chimiques qui vont capter le CO₂. Celui-ci est ensuite filtré, chauffé à environ 100 °C pour être séparé de l'air, et récupéré sous forme concentrée. Le CO₂ est ensuite dissous dans de l'eau et injecté à environ 1 km de profondeur dans des roches basaltiques grâce à un procédé développé par la société Carbfix. Le CO₂ réagit avec les minéraux contenus dans le basalte et se transforme en pierre en quelques années. Pour financer les opérations, Climeworks propose à des entreprises et à des particuliers de compenser certaines de leurs émissions de CO₂ en achetant du CO₂ capté pour environ 500 € / t CO₂. Plus de 8000 clients, parmi lesquels Microsoft (investisseur et client), Shopify, The Economist group, ou encore Swiss Re, auraient déjà adhéré à ce mécanisme.

On compte aujourd'hui quinze usines DAC opérationnelles dans le monde, avec une capacité totale de 11,3 kt CO₂/an. Le CO₂ capté par ces installations est, soit stocké dans des formations géologiques, soit utilisé dans l'industrie agroalimentaire. Toutefois, des applications variées sont aujourd'hui considérées dans des démonstrateurs, telles que l'usage du CO₂ pour la fertilisation des serres et la production de produits chimiques et de carburant.

* "Global Assessment of Direct Air Capture Costs", IEAGHG Technical Report 2021-05 (2021) <https://cutt.ly/ieaghg-report-global-assessment>

>>>

disponibilité de sites de stockage opérationnels à très court terme. En effet, si les capacités existent pour stocker le CO₂ émis en France comme en Europe, en pratique, les projets de stockage en développement avancé y sont aujourd'hui insuffisants pour permettre de stocker les volumes de CO₂ que les industriels émetteurs annoncent vouloir capter d'ici 2030.

Conclusion

Le captage et stockage du CO₂ est l'une des technologies requises dans la lutte contre le réchauffement climatique. Sans elle, l'objectif de neutralité carbone ne pourra pas être atteint en 2050. L'enjeu est aujourd'hui de créer les conditions pour en permettre le déploiement à grande échelle dès 2030 : des technologies de captage performantes et économiquement viables, des infrastructures

pour le transport du CO₂ des sites de stockage accessibles aux différents émetteurs. Des mécanismes de soutien financier et réglementaire sont aussi nécessaires pour accélérer la mise en place de la filière. Au-delà de ces enjeux techniques et financiers, le principal frein pour le déploiement du CSC réside dans la réticence de la société civile. Les questions sont multiples et peuvent porter sur le risque d'accident ou de dégradation de l'environnement, sur les nuisances associées, réelles ou supposées, qui pourraient éventuellement porter atteinte à la qualité de vie des riverains. La mise en œuvre de pilotes et de démonstrateurs est un point crucial pour une réflexion collective (impliquant industriels, universitaires, instituts de recherche, représentants de la société civile...) et des débats informés. ■



- 1• https://cutt.ly/priorities2019_2024_european-green-deal
- 2• www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf
- 3• "Energy Technology Perspectives 2020", IEA, www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020
- 4• F. Lecomte, P. Broutin et É. Lebas, *Le captage du CO₂*, Éditions TECHNIP (2010).
- 5• Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage, CCUS in clean energy transitions", IEA (2020). https://cutt.ly/iea_reports_energy_transitions
- 6• "The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage", ZEP (2011). <https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-capture-transport-and-storage/>
- 7• "Putting CO₂ to Use. Creating value from emissions", IEA (2019). <https://cutt.ly/iea-pdf>
- 8• « Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC), un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles », ADEME (2020). https://cutt.ly/ademe_stockage_geologique_co2

Énergies océaniques

Aurélien Babarit⁽¹⁾ (Aurelien.Babarit@ec-nantes.fr), **Grégory Pinon**⁽²⁾, **Jean-Luc Achard**⁽³⁾ et **Christophe Corre**⁽⁴⁾

(1) Laboratoire d'Hydrodynamique, d'énergétique et d'environnement atmosphérique (UMR CNRS 6598), École Centrale de Nantes, 1 rue de la Noë, CS 92101, 44321 Nantes Cedex 3

(2) Laboratoire d'ondes et milieux complexes (UMR CNRS 6294), Université du Havre, 53 rue de Prony, CS 80540, 76058 Le Havre.

(3) Laboratoire des Écoulements Géophysiques et Industriels (UMR CNRS 5519, Université Grenoble Alpes), Grenoble INP, Domaine Universitaire, CS 40700, 38058 Grenoble Cedex 9

(4) Laboratoire de Mécanique des Fluides et d'Acoustique (UMR CNRS 5509, Université de Lyon, École Centrale de Lyon, INSA Lyon), Université Claude Bernard Lyon 1, 36 avenue Guy de Collongue, 69134 Ecully Cedex

Dans cet article, on présente les principes et technologies permettant de convertir en électricité les principales ressources d'énergies océaniques renouvelables (énergie thermique des mers, énergie des vagues et énergie marémotrice). Leur potentiel de production d'énergie est mis en perspective par rapport à l'enjeu de la transition énergétique.

Les énergies océaniques sont les ressources d'énergie renouvelable qui se trouvent dans les océans. Elles regroupent l'énergie thermique des mers (ETM), l'énergie marémotrice, l'énergie des courants marins, l'énergie des vagues et l'énergie des gradients de salinité. Ces formes d'énergie sont de natures diverses : énergie thermique pour l'ETM, énergie chimique pour les gradients de salinité, énergie mécanique pour les autres. Les principaux gisements sont, dans l'ordre décroissant de gisement d'énergie, l'énergie thermique des mers, l'énergie marémotrice et l'énergie des vagues [1, 2, 3].

Énergie thermique des mers

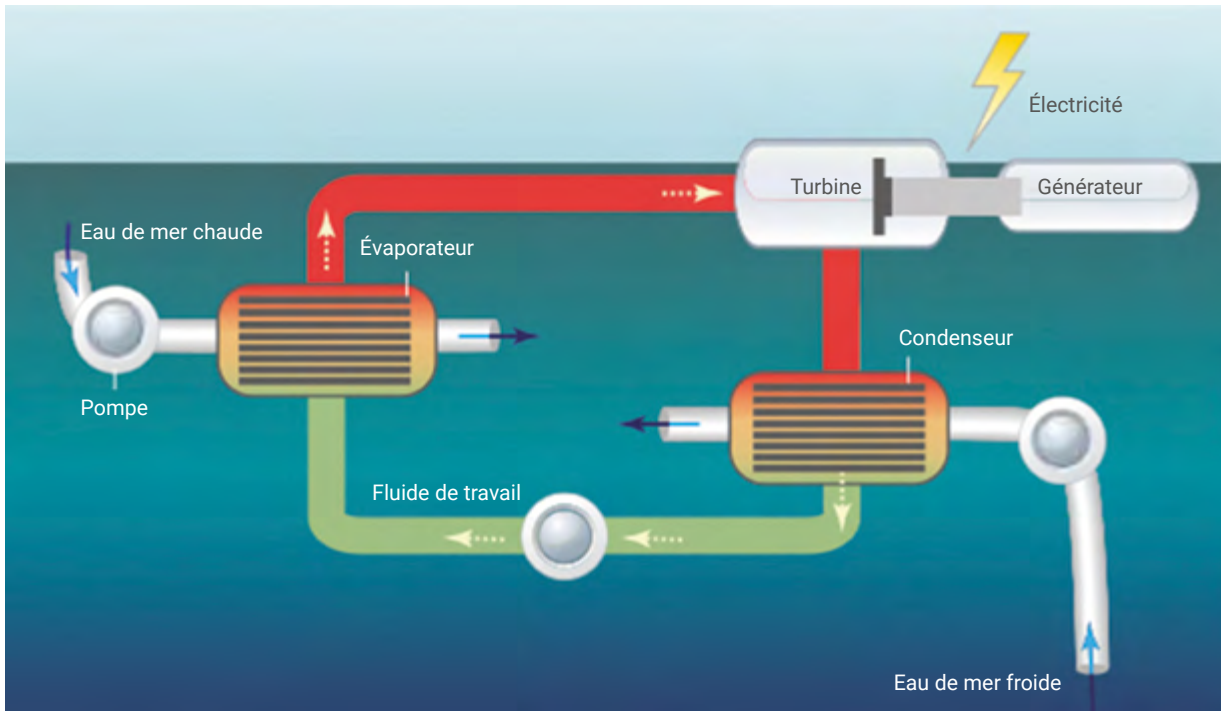
Les océans captent et stockent l'énergie solaire sous forme de chaleur dans leurs couches de surface, principalement dans la zone intertropicale, soit approximativement entre 30° de latitude nord et 30° de

latitude sud. Plus on s'éloigne de cette zone, plus les rayons parviennent obliquement à la surface de l'océan et moins ils sont absorbés. L'énergie solaire absorbée par l'eau diminue également avec la profondeur, mais la température s'homogénéiserait par diffusion en l'absence d'un vaste réseau de courants planétaires (circulation thermohaline) occupant l'ensemble des grands bassins océaniques. En effet, ce réseau d'eau froide naît dans des régions polaires bien particulières à partir desquelles ces eaux de surface, plus denses, plongent vers la zone intertropicale. La masse volumique de l'eau augmente avec la baisse de température, ce qui empêche les volumes d'eau froide des fonds océaniques de se mélanger avec les volumes d'eau chaude en surface. Le gradient vertical de température ainsi produit peut atteindre jusqu'à un peu plus de 25 °C dans la zone intertropicale où la température de l'eau en surface est comprise entre 26 et 30 °C, tandis

qu'elle reste uniformément voisine de 4 °C à 1000 mètres de profondeur. Ce gradient peut être exploité *via* un cycle thermodynamique pour produire de l'électricité de manière continue dans une centrale thermique, dite aussi centrale ETM pour Énergie Thermique des Mers (OTEC pour "Ocean Thermal Energy Conversion" en anglais).

La conversion de l'ETM en électricité peut être opérée *via* un cycle thermodynamique fermé ou ouvert, la première option correspondant à la proposition initiale d'Arsène d'Arsonval dans son article fondateur paru en 1881 dans *La Revue scientifique*, et la seconde étant retenue par Georges Claude et Paul Boucherot pour leur présentation à l'Académie des sciences en 1926. Dans les deux cas, l'eau profonde est pompée et ramenée au niveau de la centrale *via* une conduite d'aspiration d'eau froide.

En cycle fermé, un liquide avec un point bas d'ébullition, tel que



1. Vue schématique d'une centrale ETM à cycle fermé sur support flottant.

l'ammoniac préconisé dès la proposition initiale de d'Arsonval, fait tourner la turbine, elle-même reliée à un alternateur, constituant un turbogénérateur. Ce fluide de travail suit typiquement un cycle de Rankine, utilisé dans les centrales thermiques classiques et nucléaires ; des cycles alternatifs, tel que le cycle de Kalina, ont également été proposés pour gagner en efficacité. Après son passage dans la turbine, ce fluide dont le point de condensation approche 4°C est condensé grâce à la source froide constituée par l'eau profonde « remontée vers la surface » *via* la conduite d'aspiration. La figure 1 présente une vue schématique d'une centrale ETM à cycle fermé, s'appuyant sur un évaporateur, un condenseur et une turbine, et trois pompes de circulation respectivement pour l'eau de mer froide, l'eau de mer chaude et le fluide de travail. Ce dernier doit être à la fois sélectionné pour ses propriétés compatibles avec le fonctionnement du cycle de Rankine exploitant les sources chaude et froide océaniques, et choisi de façon à ne pas être toxique pour les populations voisines, ni nocif pour la couche d'ozone s'il venait à être accidentellement rejeté sous forme de gaz.

En cycle ouvert, l'eau profonde, pompée et ramenée au niveau de la centrale, passe par un détendeur qui fait baisser sa pression afin de lui permettre de s'évaporer sous l'effet de la source chaude (eau de surface), donc à une température bien inférieure à 100°C . Le fluide évaporé actionne alors la turbine d'un turbogénérateur. Ce fonctionnement à basse pression (de 20 à 30 millibars) requiert l'utilisation de turbines de grandes dimensions nécessairement limitées à une faible puissance (inférieure au MW). Dans ce cycle ouvert, le fluide de travail n'est pas recyclé par une pompe, comme pour le cycle fermé de la figure 1, mais disparaît lorsque la vapeur d'eau se mélange à l'eau de mer froide (condenseur à contact direct) à la sortie de la turbine ou est évacuée après sa condensation (production auxiliaire d'eau douce).

Le défi, que le cycle soit ouvert ou fermé, est de maximiser la puissance brute P_{brute} du turbogénérateur avec un faible écart de température, ce qui suppose en particulier de gérer des débits importants d'eau froide dans la conduite d'aspiration. Or, le pompage des eaux de mer dans les échangeurs de chaleur, de leurs prises jusqu'au(x) point(s) de rejet, contribue à une

consommation de puissance importante, typiquement de l'ordre de 30 % de P_{brute} . Les efforts à conduire dans ce but sont complexes et discutés par Kajagopalan et Nihous [1].

Placer la centrale ETM sur un support flottant ou sur le littoral constitue le second choix fondamental pour concevoir une telle centrale. La première solution permet d'envisager une conduite d'aspiration verticale au droit de la centrale et se trouve donc moins coûteuse à installer ; elle n'a par ailleurs pas d'impact sur l'usage des terres du rivage. En revanche, la seconde solution possède des coûts de maintenance et de connexion électrique plus faibles et présente de surcroît l'avantage de produire, après utilisation dans la centrale, de l'eau froide aux multiples usages : climatisation, aquaculture ou encore, après passage dans une unité de dessalement par osmose inverse alimentée par la centrale, fourniture de l'eau pour la consommation (eau fraîche) ou l'irrigation (eau riche en nutriments).

Les travaux pionniers de Georges Claude aboutirent à la construction de la première centrale ETM terrestre à cycle ouvert à Cuba en 1930, qui

>>>

>>>

produisit 22 kW pendant une dizaine de jours avant que la conduite d'eau froide ne soit détruite par une tempête. Le développement privilégié d'autres technologies (notamment l'énergie nucléaire en France), le faible coût du pétrole et la prise en compte limitée de l'impact environnemental des systèmes de production d'énergie conduisirent à l'abandon progressif de tout projet de mise en service de centrale ETM jusqu'à la fin des années 1960. Puis les crises pétrolières et la montée en puissance de la conscience environnementale ont conduit à un développement rapide des travaux dans les années 1970, principalement en France, au Japon et aux USA. En 1982-1983, des acteurs industriels et académiques japonais ont ainsi construit et exploité sur l'île de Nauru une centrale expérimentale de 120 kW en circuit fermé utilisant le Fréon comme fluide de travail. En 1979, un démonstrateur de centrale ETM à circuit fermé de 50 kW a été installé par Lockheed Martin à Hawaï. En France, de nouvelles études furent lancées à l'initiative du Centre National pour l'Exploitation des Océans (CNEXO, créé en 1967 et qui fusionna avec l'Institut Scientifique et Technique des Pêches Maritimes pour donner naissance à l'IFREMER en 1984). Furent ainsi étudiées des centrales ETM à cycle ouvert, mais aussi des centrales terrestres à cycle fermé, notamment pour des sites identifiés en Polynésie française, sans qu'aucun de ces projets n'aboutisse à une réalisation, essentiellement en raison du contre-choc pétrolier redonnant une attractivité économique aux énergies fossiles.

Le 21^e siècle semble voir s'ouvrir un nouveau cycle de développement des centrales ETM. Depuis 2013, une centrale d'une puissance nette de 100 kW est en fonctionnement sur l'île de Kumejima au Japon et, depuis 2015, une centrale terrestre de 100 kW installée à Hawaï est connectée au réseau américain. De nombreux projets sont à l'étude dans la zone intertropicale, particulièrement en Asie : Chine, Corée du Sud, Inde, Philippines, etc.

Cependant, le développement de centrales ETM de plus forte puissance se heurte à plusieurs difficultés tech-

niques, notamment posées par la conduite d'eau froide et les échangeurs. Pour limiter les pertes de charge associées au pompage d'un grand débit d'eau de mer froide (de quelques mètres cubes par seconde pour un MW produit) depuis une profondeur comprise entre 800 et 1000 mètres, ainsi que pour réduire le réchauffement de cette eau, la conduite d'aspiration d'eau froide doit présenter un diamètre élevé (on estime à 15 mètres le diamètre nécessaire pour une production de 100 MW). La fixation et le maintien d'une telle conduite dans un milieu marin en zone intertropicale, sujet à des événements extrêmes (typhons, ouragans), représentent un défi technologique propre aux centrales ETM de forte puissance. Le maintien des performances des échangeurs dans un environnement marin induisant corrosion et bio-salissures est un autre défi majeur. On notera qu'une centrale ETM ne rejette pas de polluants. Mais quelques risques, assez réduits, sont parfois signalés : mort de poissons entraînés par le fort pompage d'eau, utilisation de chlore ou de faibles doses de biocide pour éviter les bio-salissures et les dépôts marins, etc. Enfin, il apparaît difficile pour les technologies ETM, d'atteindre des coûts attractifs pour les continents [4] ; c'est pourquoi les développements de projets ETM ont jusqu'alors concerné prioritairement certaines zones non interconnectées (ZNI) qui dépendent massivement des énergies fossiles avec des coûts de production électrique beaucoup plus élevés que dans les zones interconnectées (parfois jusqu'à dix fois les prix de marché de gros de l'électricité européenne, dépassant 300 ou 400 €/MWh).

Énergie des vagues (ou houlomotrice)

Il y a bien longtemps que l'humanité a réalisé que les vagues qui animent la surface des océans pourraient constituer une source d'énergie. Ainsi, le premier brevet connu de système de récupération de l'énergie des vagues, ou « houlomoteur », date de 1799. L'intérêt ne s'est pas démenti par la suite, puisque dès 1956 on dénombrait plus de 600 brevets sur

le sujet [5]. À l'heure actuelle, leur nombre dépasse certainement plusieurs milliers.

Une des réalisations historiques les plus remarquables est le "Wave Motor", qui fut installé en Californie en 1898. Ce système, de type « colonne d'eau oscillante », servait à pomper de l'eau de mer qui était ensuite utilisée pour humidifier les routes, en terre battue à l'époque, afin d'éviter les nuages de poussière. Le "Wave Motor" fonctionna pendant douze ans avant d'être abandonné en 1910, rendu obsolète par le développement du bitumage des routes.

Bien que de nombreux systèmes houlomoteurs aient été proposés, leur principe de conversion de l'énergie des vagues en électricité relève la plupart de temps de l'une des trois catégories suivantes : système à déferlement, système à colonne d'eau oscillante, système à flotteur(s) actionné(s) par la houle (fig. 2). Dans les systèmes à déferlement, le principe consiste à faire déferler les vagues sur une rampe inclinée et à mettre à profit le jet de rive ainsi généré pour remplir un réservoir dont le niveau d'eau est supérieur au niveau moyen de la mer. L'énergie des vagues est ainsi convertie en énergie potentielle. Cette énergie potentielle peut ensuite être turbinée, comme dans un barrage pour produire de l'électricité. Dans les colonnes d'eau oscillante, une chambre interne présentant une surface libre communicative avec la mer par l'intermédiaire d'une ouverture sous-marine. Sous l'action des vagues, la surface libre oscille comme un piston liquide. L'air contenu au-dessus de la surface libre est alternativement chassé et aspiré à travers un orifice prévu à cet effet dans le haut de la structure. Une turbine à air transforme ce flux d'air en électricité. Enfin, dans les systèmes à flotteur(s) actionné(s) par la houle, un ou des flotteurs sont mis en mouvement par les vagues. Le ou les mouvements relatifs entre le ou les flotteurs et/ou le fond de la mer sont transformés en énergie électrique par un convertisseur (par exemple une génératrice linéaire).

À l'échelle mondiale, l'intérêt pour l'énergie des vagues s'est nettement renforcé au début des années 2000,



avec la prise de conscience des dangers du réchauffement climatique. Cet intérêt s'est traduit par la construction d'un grand nombre de démonstrateurs, dont le nombre cumulé dépasse aujourd'hui la centaine [6]. Si certains de ces projets de démonstration se sont soldés par des échecs catastrophiques (naufrage du démonstrateur), les efforts ont été couronnés de succès pour une majorité d'entre eux, (re)démontrant ainsi la faisabilité technique de la récupération de l'énergie des vagues. Un exemple, parmi d'autres, est la centrale houlomotrice de Mutriku au Pays Basque espagnol (fig. 3). Cette centrale, basée comme le "Wave motor" sur le principe de la colonne d'eau oscillante, alimente en électricité le réseau espagnol depuis 2011. Sa puissance nominale est 296 kW. En 2016, sa production cumulée avait atteint 1,3 GWh.



Crédit photo : Imanol Touzon.

3. Photo du port de Mutriku (Espagne). En arrière plan, au milieu de la digue, une centrale houlomotrice, basée sur le principe de la « colonne d'eau oscillante », produit de l'électricité depuis 2011.

Aujourd'hui, le frein majeur interdisant l'essor commercial de l'énergie des vagues comme source d'énergie renouvelable est le coût de l'énergie. En effet, celui-ci est typiquement de l'ordre de 400 à 500 €/MWh. Pour comparaison, les coûts sont de l'ordre de 60 €/MWh pour l'éolien terrestre et le solaire en France métropolitaine. La pertinence de déployer ces technologies pour le marché continental de l'électricité est donc douteuse.

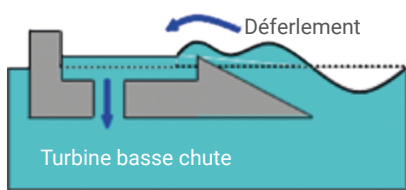
Par rapport à ce défi, de nouveaux concepts émergent néanmoins. Ce sont par exemple des systèmes hybrides, combinant éolien en mer et énergie des vagues, avec l'objectif de réduire les coûts en mutualisant les infrastructures ; des systèmes souples et/ou mettant en œuvre des matériaux électroactifs qui pourraient permettre une rupture sur le coût de l'énergie (par exemple le système S3 de SBM *Offshore*) ; ou des positionnements originaux sur des marchés de niche comme la stabilisation active de navires et la fourniture d'énergie à des sites isolés (e.g. GEPS Techno) ou la production d'eau douce (Oneka Technologies).

Énergie marémotrice et courants de marée

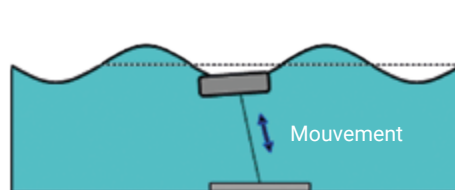
L'homme récupère l'énergie issue des oscillations de marée depuis très longtemps, comme l'attestent les moulins à marée construits il y a plusieurs siècles sur notre littoral entre la Normandie et le Sud



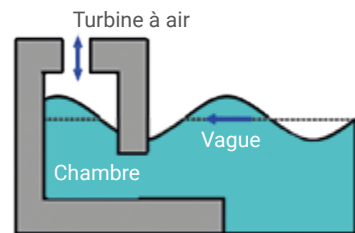
Système à déferlement



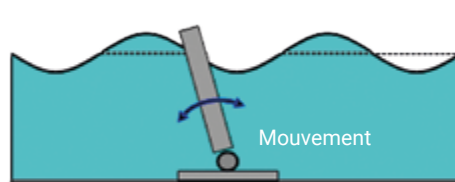
Bouée pilonnante



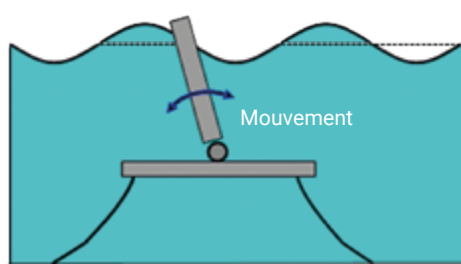
Colonne d'eau oscillante



Volet oscillant fixé au fond



Volet oscillant flottant



2. Illustration des principaux principes de fonctionnement des systèmes houlomoteurs.



© Flore Allemandou

4. Moulin à marée de l'île de Bréhat.

>>>

Charentais. Nombre d'entre eux sont encore en état de fonctionnement, comme par exemple le moulin à marée de l'île de Bréhat (Côte d'Armor, fig. 4) ou celui de Saint Just-Luzac (bassin de Marennes-Oléron, Charente-Maritime). Une version moderne est l'usine marémotrice de la Rance inaugurée en 1966 [7], dont la puissance installée est 240 Mwc et la production annuelle est de l'ordre de 480 GWh (soit un facteur de charge de l'ordre de 23 %). Dans une certaine mesure, le barrage de la Rance comme les moulins à marée sont assimilables à des barrages hydroélectriques, puisqu'il s'agit principalement de récupérer l'énergie potentielle liée aux différences de niveau de marée.

Depuis la fin des années 1990, l'intérêt se porte plus sur la récupération de l'énergie cinétique des courants de marée. À l'heure actuelle, certaines typologies de récupérateurs (hydroliennes à axe horizontal) ont pris l'ascendant, même si les autres ne sont pas encore complètement désavouées (hydrolienne à axe transverse, par exemple). Un avantage de l'hydrolien à axe horizontal est que l'on peut transposer les connaissances acquises en éolien. Ainsi, la même équation régit la production d'une éolienne et d'une hydrolienne : $P = (1/2) \rho C_p S U^3$ où ρ est la masse volumique du fluide, S la surface balayée par le récupérateur, C_p son coefficient de puissance et U la vitesse de l'écoulement incident.

Comme pour l'éolien, les C_p ont pour borne maximale la vitesse de Betz^(a) [8].

Un des atouts de l'hydrolien par rapport à l'éolien est que la masse volumique de l'eau est presque 1000 fois supérieure à celle de l'air. En revanche, les vitesses des écoulements sont plus faibles (de l'ordre de 3 à 5 m/s) et le facteur 1000 ne se retrouve pas intégralement sur la production électrique. De plus, en hydrolien, les récupérateurs sont limités par la profondeur des fonds marins, ce qui fait que l'on ne peut pas augmenter les tailles indéfiniment. Pour différentes raisons, les profondeurs envisagées pour l'hydrolien sont essentiellement entre 20 et 50-60 m de fond, ce qui conduit à des récupérateurs de l'ordre de 5 à 25 m de diamètre en l'état actuel de la technologie.

Le second atout majeur de l'hydrolien est sa prévisibilité. En effet, cette énergie étant fondée sur les mouvements des astres et ces derniers étant connus depuis des siècles, on peut prédire l'énergie disponible dans les courants de marée pour les centaines d'années à venir avec une très grande précision. Dans le monde des énergies renouvelables, cette prévisibilité est réellement singulière et est à mettre en avant. Néanmoins, malgré ces deux avantages de taille, l'hydrolien n'a pas encore réellement percé dans le mix énergétique, que ce soit

au niveau français ou au niveau mondial. Il y a principalement deux raisons à cela : le coût et la fiabilité des récupérateurs actuels. L'un et l'autre sont liés ; le manque de retour d'expérience impose des coefficients de sécurité importants lors des phases de *design*, ce qui mécaniquement fait grimper les coûts.

Une estimation communément admise pour le coût de l'hydrolien maritime est de l'ordre de 300 €/MWh. Les effets d'apprentissage pourraient faire rapidement baisser ce coût, mais encore faut-il que des projets se développent. Au Royaume-Uni, le projet MeyGen (fig. 5) est une figure de proue avec quatre hydroliennes déjà installées, de 1,5 Mwc chacune. Une phase 2, puis une phase 3 du projet pourraient porter la capacité installée à 398 Mwc [9]. En France, les projets de parc précommerciaux du Raz-Blanchard^(b), similaires à la phase 1 de MeyGen, ont été abandonnés. Certes, certains choix technologiques étaient contestables, mais l'option consistant à confier le développement de ces turbines à des majors de l'énergie n'était peut-être pas judicieuse. En effet, comme la ressource hydrolienne n'est pas comparable aux ressources éoliennes ou solaires, les volumes de production de turbines attendus n'étaient pas au rendez-vous, ce qui pourrait avoir poussé ces grandes entreprises



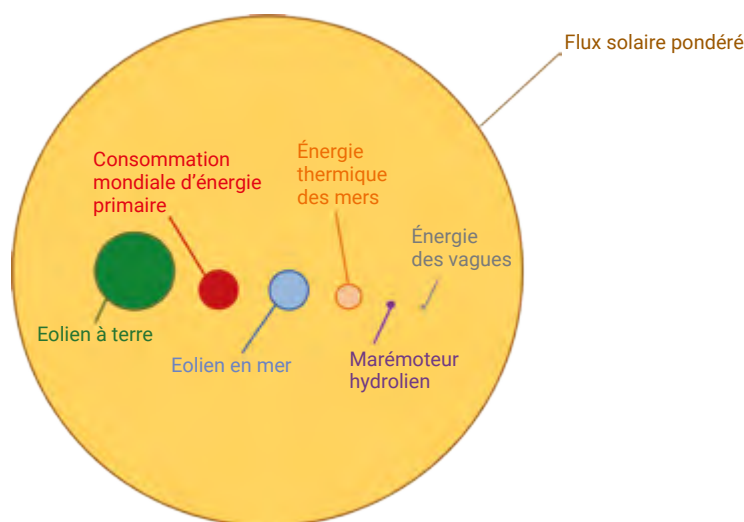
© the Scottish Government

5. Inauguration de l'hydrolienne Meygen.



à progressivement se désintéresser de la filière hydrolienne puis à l'abandonner. Ceci n'est pas propre à la France : le constructeur allemand Siemens a fait subir la même logique à la technologie Marine Current Turbine, qui a pourtant été la première hydrolienne de grande puissance (1,2 MW) immergée avec succès en 2008 dans le Stangford Narrow en Irlande.

L'exploitation commerciale de l'énergie hydrolienne nécessite des courants de marée forts. Les principaux sites sont le Pentland Firth (Orcaïdes, Écosse), la Bay du Fundy (Canada) ou le Raz-Blanchard (France, au large du cap de la Hague). Ils pourraient fournir des contributions significatives à la production électrique de leurs pays respectifs. Cependant, des courants puissants impliquent des problématiques particulières, notamment de fiabilité pour les machines. La recherche peut et doit apporter sa pierre à l'édifice. Des projets existent et les résultats sont probants. D'autres approches sont à l'étude : production d'électricité pour des sites isolés comme les îles où le coût de l'énergie est bien supérieur au coût sur le continent, des technologies déployées aussi bien en maritime qu'en fluvial, des technologies radicalement en rupture. Au niveau français, des entreprises peuvent être identifiées sur chaque segment. Par exemple, la société Sabella se positionne sur le premier segment avec un projet pilote de production « complet » pour l'île d'Uéssant, CMN-Hydroquest développe des versions marines de ses turbines éprouvées en milieu fluvial, EEL Energy développe un concept innovant de membrane ondulante. Cette liste n'est bien évidemment pas exhaustive. Enfin, il serait intéressant de développer des turbines fonctionnant à partir de vitesses de courant plus faibles que celles actuellement exploitées, ce qui augmenterait grandement le potentiel de production d'énergie.



6. Comparaison du potentiel annuel de production d'énergie de différentes sources d'énergie renouvelable et de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2016 (18 TW.an).

Flux solaire incident (estimé pour les terres émergées en supposant 65 % d'absorption atmosphérique) : 23 000 TW.an. Solaire photovoltaïque : 275 TW.an. Éolien (à terre et en mer) : 80 TW.an. Énergie thermique des mers : 3 TW.an. Marémoteur hydrolien : 0,3 TW.an. Énergie des vagues : 0,2 TW.an.

Adapté de M. Perez & R. Perez (2022) Update 2022 (<https://doi.org/10.1016/j.seja.2022.100014>) - a fundamental look at supply side energy reserves for the planet. IEA-SHCP-Newsletter Vol. 62. Sources complémentaires: X. Lu, M.B. McElroy, J. Kiviluoma (2009) Global potential for wind-generated electricity. Proc. Of the National Academy of Sciences, Vol. 106(27), pp. 10933-10938; K. Rajagopalan, G.C. Nihous (2013) Journal of Energy Resources Technology, Vol. 135; K. Gunn, C. Stock-Williams (2012) Quantifying the global wave power resource. Renewable energy

Mise en perspective du potentiel des énergies océaniques pour la transition énergétique

La figure 6 présente une comparaison du potentiel de production des principales sources d'énergie renouvelable (solaire et éolien), des énergies océaniques, et de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2016. Représentant environ un tiers de la production mondiale, le principal potentiel énergétique des énergies océaniques est l'énergie thermique des mers, loin devant le marémoteur/hydrolien et l'énergie des vagues. Cette figure montre ainsi qu'à moins d'une réduction drastique de la production d'énergie mondiale, les énergies océaniques ne peuvent avoir qu'une contribution limitée à la décarbonation du mix énergétique. Cependant, cela ne les empêche pas d'être très pertinentes pour certains sites ou pour la production d'autres produits que l'électricité (de l'eau douce, par exemple). ■



- 1• K. Rajagopalan et G.C. Nihous, "An assessment of global Ocean Thermal Energy Conversion resources under broad geographical constraints", *Journal of Energy Resources Technology*, **135** (2013) 041202.
- 2• V. Masson-Delmotte, H. Le Treut et D. Paillard, « Énergie, effet de serre et changement climatique », dans *L'énergie à découvert*, pp. 22-25, CNRS Éditions (2013).
- 3• K. Gunn et C. Stock-Williams, "Quantifying the global wave power resource", *Renewable Energy* **44** (2012) 296-304.
- 4• A. Rabain, B. Multon et M. Paillard, « Mais pourquoi diable chercher à convertir des énergies renouvelables en mer ? » (24/04/2020), www.connaissancedesenergies.org/
- 5• R. Dhaille, « Technique et rentabilité des dièdres à houle », *Compte rendu des quatrième journées de l'hydraulique*, **2** (1957) 421-429.
- 6• A. Babarit, *L'énergie des vagues : ressource, technologie et performance*, ISTE Editions (2018).
- 7• INA : <https://cutt.ly/usine-maremotrice-la-rance>
- 8• M. Rapin et J.-M. Noël, *L'énergie éolienne. Du petit éolien à l'éolien offshore*, 2^e édition, Dunod (2014). ISBN 978-2-10-059712-3.
- 9• https://cutt.ly/saerenewables_stream_meygen

(a) La théorie de Betz indique que la puissance théorique maximale récupérée par un capteur éolien est égale à 16/27^{es} de la puissance incidente du vent qui traverse la surface balayée par cette éolienne.

(b) Normandy Hydro, EDF EN/Open Hydro et NeptHyd, Engie/Alstom à l'époque de l'autorisation.

Éolien en mer : du fixe au flottant

Jean-Christophe Gilloteaux (jeanchristophe.gilloteaux@innosea.fr)
et Sandrine Aubrun (sandrine.aubrun@ec-nantes.fr)

(1) INNOSEA (Groupe ABL), 11 rue Arthur III, 44200 Nantes

(2) Laboratoire de Recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique (École Centrale Nantes, Nantes Université et CNRS). LHEEA, 1 rue de la Noë, 44321 Nantes Cedex 3

L'éolien est l'énergie qui devrait apporter la plus grande contribution aux objectifs de déploiement d'énergie renouvelable pour 2030 et au-delà. La capacité éolienne installée dans l'Union européenne est d'environ 236 GW (fin 2021) ; avec 207 GW d'éolien terrestre et 28 GW d'éolien en mer, elle couvre 15 % de la demande d'électricité (8 % en France). Les scénarios les plus prometteurs visent à atteindre une capacité totale de 60 à 80 GW d'énergie éolienne *offshore* installée d'ici 2030, dont 6 à 12 GW d'éolien *offshore* flottant.

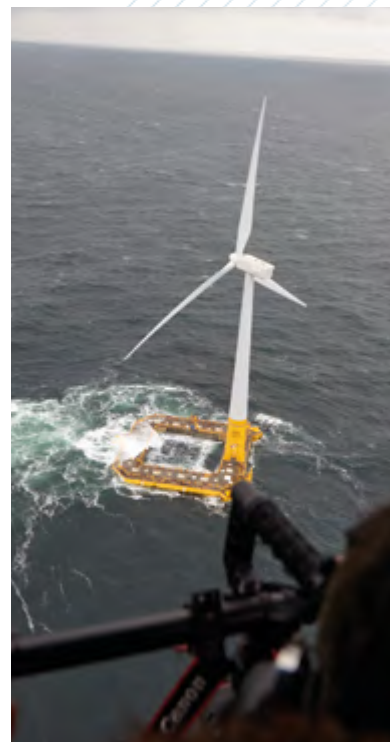
Dans cet article, quelques éléments de contexte sur l'éolien en mer sont donnés. Les avantages de l'éolien flottant, les verrous associés, et les dispositifs innovants d'expérimentation hybride sont brièvement exposés.

Le terme « éolien en mer » englobe deux grands types d'éoliennes : l'éolien en mer dit « posé », dont les fondations sont posées ou enfouies dans le sol marin, et l'éolien « flottant », où l'éolienne est installée sur une plateforme flottante reliée au fond marin par des lignes d'ancrage. Ces deux technologies diffèrent également en termes de maturité : alors que le premier parc commercial d'éoliennes posées a été inauguré au Danemark en 2002, il n'existe encore aucun parc commercial d'éoliennes flottantes à ce jour.

La France, de son côté, apparaît clairement en retard sur le développement de l'éolien posé. Alors que le premier parc commercial français a été inauguré en septembre 2022 et que deux autres sont attendus fin 2023, il s'est installé en Europe plus de 18,5 GW d'éolien posé depuis vingt ans. D'autres parcs, d'une capacité installée d'environ 500 MW chacun, soit l'équivalent de la consommation

moyenne en électricité d'environ 750 000 habitants, devraient suivre un proche avenir.

Si l'on peut considérer que la France est particulièrement en retrait par rapport à ses voisins sur l'éolien en mer « posé », elle est en revanche encore dans le peloton de tête en ce qui concerne l'éolien flottant. En effet, suite à l'appel à projet lancé par l'ADEME en 2015, quatre fermes pilotes constituées de trois éoliennes flottantes de 8 à 10 MW chacune devraient être mises en service en 2023 et 2024 sur la côte méditerranéenne. Depuis 2018, l'éolienne flottante du projet européen FLOATGEN [1] (fig. 1) est en phase de test sur le site d'essai en mer SEM-REV opéré par l'École Centrale de Nantes. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit également l'installation d'ici 2030 de trois parcs éoliens flottants en mer (deux en Méditerranée et un au sud de la Bretagne), de 250 MW chacun.



© Y. Pérignon, Centrale Nantes / CNRS.

1. Éolienne flottante Floatgen de BW-Idéal, en test sur le site d'essai en mer SEM-REV, à 12 km du Croisic (Loire Atlantique).



© Ole Jørgen Bratland. © Equinor. Hywind Tampen at Wergeland base in Gulen [5].

2. Photo de la ferme d'éoliennes flottantes Hywind Tampen en Norvège.

“ Si la France est particulièrement en retrait par rapport à ses voisins sur l'éolien en mer « posé », elle est en revanche encore dans le peloton de tête en ce qui concerne l'éolien flottant.”

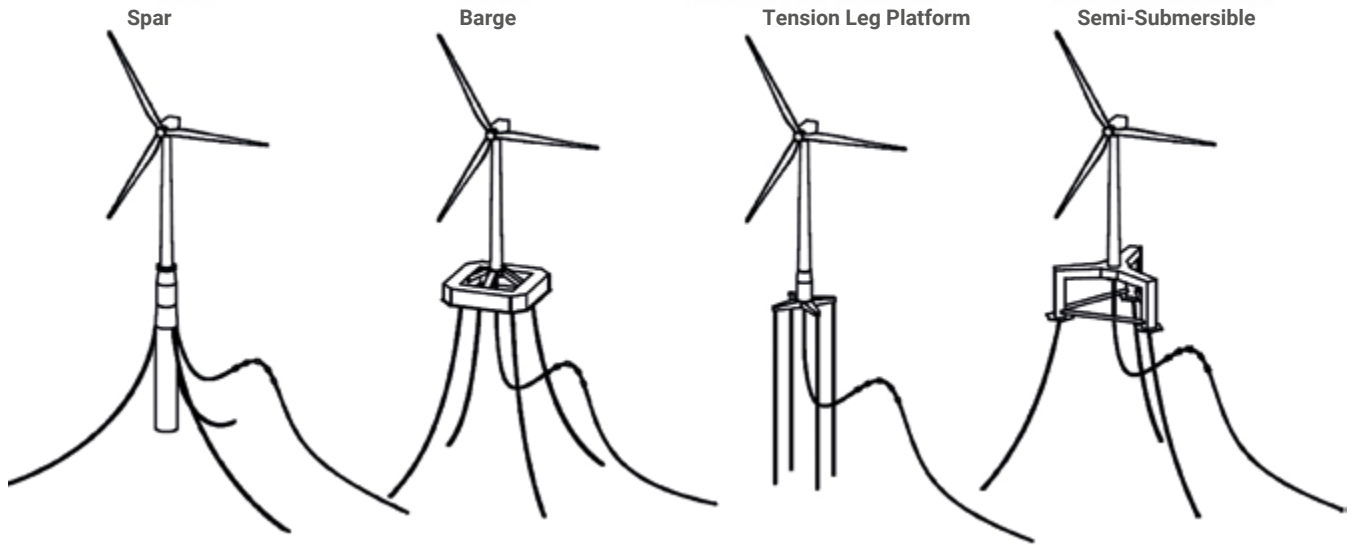
Les avantages de l'éolien flottant

La technologie éolienne flottante présente plusieurs avantages par rapport à l'éolien posé. Tout d'abord, elle permet de réduire l'impact visuel des machines et les conflits d'usage de l'espace maritime, en permettant une installation sur des zones plus profondes, plus éloignées des côtes. Ensuite, elle réduit l'impact des travaux d'installation, en remplaçant les fondations par des ancrages. Elle facilite également l'installation des éoliennes en permettant un assemblage dans les zones portuaires et un tractage de l'ensemble sur le site d'exploitation. Enfin, elle permet d'augmenter le facteur de charge des machines et donc la production globale d'électricité, en les installant dans des zones où le potentiel éolien est particulièrement favorable.

Bien que les éoliennes flottantes soient au centre de l'attention depuis une dizaine d'années, les premiers

travaux sur ce sujet remontent au début des années 1970. Bill Heronemus, alors professeur en génie civil à l'université du Massachussets, était l'un des pionniers dans ce domaine [2]. Il a fallu vingt ans pour voir les premiers essais en bassin d'un concept d'éolienne flottante, réalisés en Angleterre dans le cadre du projet FLOAT [3]. Puis vingt autres années ont ensuite été nécessaires avant les premiers essais en mer d'un prototype de 2 MW au large de la Norvège, dans le cadre du projet Hywind Demo [4]. Enfin, à l'automne 2017, la première ferme pilote a été mise en service au large de l'Écosse. Il s'agit du projet Hywind Scotland, composé de cinq éoliennes d'une puissance nominale de 6 MW chacune. Dans la foulée, est conçu le projet Hywind Tampen, composé de onze éoliennes pour une capacité totale de 88 MW (fig. 2). Destiné à alimenter des installations de production de pétrole et de gaz en mer du Nord norvégienne, il est entré en production le 13 novembre 2022.

>>>



3. Principales topologies de flotteur utilisées pour l'éolien flottant. De gauche à droite : Spar, Barge, TLP, Semi-submersible. (Figure originale extraite de M. Scheu et al. [6]).

>>>

Quelques verrous technologiques de l'éolien flottant

Malgré l'expérience acquise au cours de ces cinquante années dans les domaines de l'éolien terrestre et posé en mer, le développement des éoliennes flottantes de demain requiert encore d'importants efforts de recherche, combinant les compétences développées pour les éoliennes terrestres et celles du génie océanique. D'autre part, certains anciens concepts d'éoliennes, comme celles à axe vertical, refont surface dans ce nouveau domaine. Alors que l'éolien terrestre a inévitablement convergé vers le modèle danois à axe horizontal à trois pales, de nouvelles opportunités techniques s'ouvrent pour l'éolien flottant, permettant l'émergence de compromis plus performants en termes de stabilité et de durabilité.

De manière générale, les différents concepts d'éolienne flottante sont classés suivant la topologie de leur flotteur (fig. 3). On distingue ainsi quatre types de plateformes. Ce sont :

- SPAR, qui sont des structures élancées caractérisées par un très grand tirant d'eau (autour de 100 m) avec, dans les fonds, plusieurs milliers de tonnes de ballastage grâce auxquels la structure acquiert sa stabilité ;

- Barge, qui sont des flotteurs compacts qui acquièrent leur stabilité grâce à leur surface de flottaison intrinsèquement reliée à la géométrie du support flottant au niveau de la surface libre. Ces structures ont la particularité d'avoir un tirant d'eau faible (~ 10 m) et une envergure de l'ordre de 40 m.

- TLP (Tension Leg Platform), dont le principe consiste à mettre des lignes d'ancrage verticales en tension par un surplus de flottabilité (flotteur non archimédien) ;

- Semi-submersible, qui sont des flotteurs à trois ou quatre colonnes verticales, reliées par des pontons et des bracons métalliques. Le diamètre des colonnes et leur écartement assurent la stabilité du système, en particulier sous l'influence des efforts aérodynamiques. Ces structures ont généralement des tirants d'eau autour de 20 m et une envergure de l'ordre de 70 m.

L'un des aspects non triviaux et qui différencie fortement l'éolien flottant de l'éolien en mer posé est l'influence des mouvements de la structure issue de l'action conjointe des fluctuations du vent et des vagues. Ces mouvements peuvent notamment engendrer des fluctuations sur l'énergie produite et des efforts de fatigue sur l'ensemble de la structure, depuis la pale jusqu'aux lignes d'ancrage en passant par la

1
2
3

- 1• https://cutt.ly/floatgen_pris_la_mer
- 2• https://cutt.ly/umass_edu_windenergy
- 3• K.-C. Tong, "Technical and economic aspects of a floating offshore wind farm", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **74-76** (1998) 399-410.
- 4• Trine Ingebjørg Ulla, "Expanding into Deeper Waters: Development of the Hywind floating wind Concept", BOEM Offshore Renewable Energy Workshop (2014).
- 5• www.equinor.com/energy/hywind-tampen
- 6• M. Scheu et al., "Human exposure to motion during maintenance on floating offshore wind turbines", *Ocean Engineering*, **165** (2018) 293-306.
- 7• Retour en vidéo sur le projet SOFTWIND (2020) <https://youtu.be/oppYPno1cww>
- 8• https://cutt.ly/realtime_hybrid_model_test
- 9• www.weamec.fr/projets/softwind/
- 10• A. Otter et al., "Emulating aerodynamic forces and moments for hybrid testing of floating wind turbine models", *J. Phys.: Conf. Ser.* **1618** (2020) 032022.



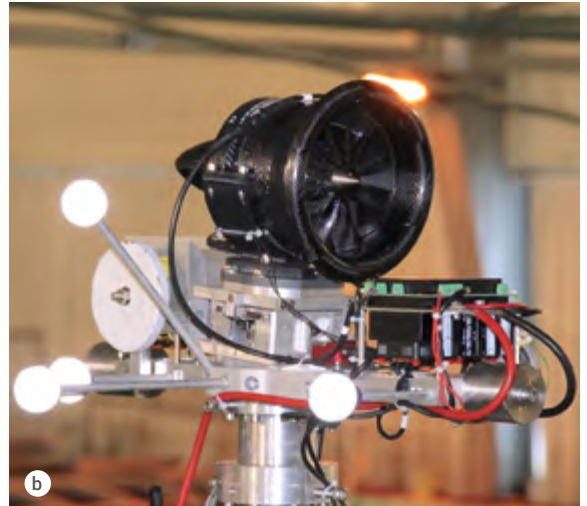
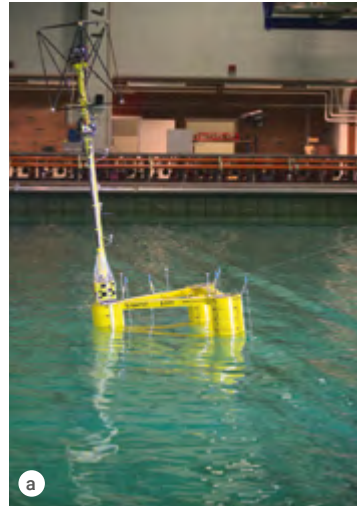
tour et la pièce de transition. L'un des enjeux forts dans le développement de l'éolien flottant est par conséquent la mise en place de systèmes de contrôle robustes et adaptatifs permettant de minimiser la fatigue structurelle tout en conservant des performances optimales. Les mouvements de la structure peuvent également avoir des conséquences sur le comportement du sillage des éoliennes, modifiant leur processus de résorption et éventuellement amplifiant leur « méandrement » (le sillage dans son ensemble oscille au gré des grandes structures turbulentes présentes dans l'atmosphère et, dans une plus faible mesure, des instabilités intrinsèques au sillage). L'organisation des éoliennes flottantes en parcs éoliens de plus en plus grands étant la prochaine étape, les pertes de production ainsi que les augmentations de fatigue structurelle dues aux interactions de sillages deviennent un sujet d'investigation croissant.

Il s'agit également de poursuivre les développements liés aux modèles numériques utiles au dimensionnement de ces structures, que ce soit à l'échelle d'une éolienne ou d'un parc.

De plus, la montée en maturité technologique (échelle TRL, pour "Technological Readiness Level") doit s'accompagner d'une montée en complexité des outils d'investigation utilisés. Les outils numériques employés lors des différentes étapes de conception tendent vers des approches multiphysiques (couplages aérodynamique, hydrodynamique, automatique et mécanique des structures) et multi-échelles, du millimètre à plusieurs kilomètres, si on s'intéresse à leur organisation en parcs. Les conditions de démonstration montent également en complexité, allant des conditions contrôlées de laboratoire à des expérimentations en conditions réelles.

Les solutions d'expérimentation hybride

L'impossibilité de réconcilier les lois de similitude régissant les principaux phénomènes aérodynamiques (similitude en Reynolds : pour un fluide donné, la réduction d'échelle géométrique inhérente aux



4. Photos de dispositifs expérimentaux utilisant différents types d'actionneurs mécaniques pour émuler la réponse du rotor lors d'essais en bassin. De gauche à droite : (a) câbles asservis [8], (b) turbine à air [9], (c) ensemble de propulseurs de drones aériens (figure originale de A. Otter et al. [10]).

essais en laboratoire doit être associée à une **augmentation** — inversement proportionnelle — de la vitesse de l'écoulement de référence) et hydrodynamiques (similitude en Froude : pour un fluide donné, la réduction d'échelle géométrique inhérente aux essais en laboratoire doit être associée à une **réduction** — proportionnelle à la racine carrée de l'échelle géométrique — de la vitesse de l'écoulement de référence) empêche de reproduire simultanément, à échelle réduite, le comportement aérodynamique et hydrodynamique de l'ensemble « éolienne + flotteur ». Les équipes d'infrastructures d'essais ont dû développer des bijoux de technologie permettant de reproduire la sollicitation mécanique du rotor par des émulateurs pilotés en temps réel et couplés avec les mouvements du flotteur, eux-mêmes excités par une houle générée expérimentalement en bassin hydrodynamique [7]. Ces émulateurs consistent en un ensemble d'actionneurs mécaniques qui sont dans la majorité des cas des propulseurs de drones aériens ou des câbles asservis (fig. 4). Cette méthodologie, appelée *Software-in-the-loop*, existe également dans l'approche inverse où les mouvements du flotteur sont émulés avec un hexapode, et les efforts aérodynamiques subis par le rotor d'éolienne sont alors mesurés précisément en soufflerie.



Si les essais en conditions réelles résolvent les problèmes de similitude et sont le passage obligé sur le chemin critique du développement de nouveaux concepts, ils n'en génèrent pas moins d'autres sources de complications liées à l'utilisation de capteurs en milieux non maîtrisés et hostiles, et à la variabilité des conditions météocéaniques, responsable de la difficulté d'obtenir des résultats statistiquement convergés et donc, de la baisse de représentativité des résultats obtenus.

La communauté scientifique de l'éolien sait qu'elle doit tirer profit du triptyque d'investigation, *i.e.* simulation numérique, expérimentation à échelle réduite et expérimentation à échelle 1, pour relever le défi de rendre l'éolien flottant économiquement viable et contribuer à ce qu'il trouve sa place dans le mix énergétique renouvelable à l'horizon 2030. ■

L'avenir et le nucléaire

Bernard Tamain (bernard.tamain@free.fr)

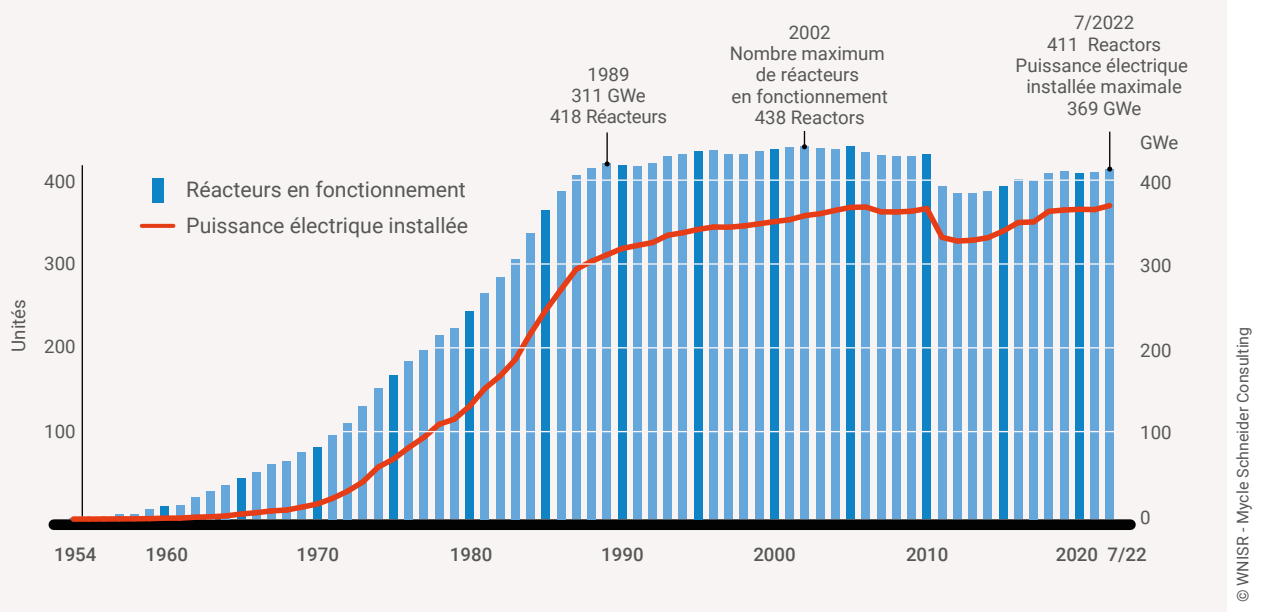
Commission Énergie et Environnement de la Société Française de Physique

Les opposants au nucléaire affirment souvent que c'est une énergie du passé, l'avenir étant porté par les énergies renouvelables. C'est oublier que les énergies renouvelables électrogènes que sont l'éolien et le solaire sont intermittentes et que l'on doit donc, pour pallier cette intermittence, soit disposer de sources pilotables, soit être capable de stocker directement ou indirectement des quantités colossales d'électricité (voir la partie 4).

En 2018, au niveau mondial, les sources pilotables sont totalement dominantes [1] : elles s'appuient à 64 % sur les énergies fossiles, à 16 %

pour l'hydraulique et à 10 % pour le nucléaire. Si l'on veut conserver une contribution fossile, il est indispensable de séparer et séquestrer le gaz carbonique correspondant : l'état de l'art sur le sujet est donné dans l'article de F. Delprat-Jannaud (p. 78). Si ce stockage s'avère impossible à très grande échelle, la vraie question sera alors la suivante : peut-on sortir des fossiles et du nucléaire en même temps ? Des fossiles pour traiter la question des gaz à effet de serre, du nucléaire pour satisfaire les aspirations d'une opinion publique marquée par la peur ? On peut actuellement faire le constat que

l'Allemagne, qui sort du nucléaire, est encore loin de sortir des fossiles et que la France, qui est presque sortie des fossiles pour son électricité, reste très attachée au nucléaire. Au niveau de l'Europe, on entend souvent qu'il sera possible de sortir des deux et que le poids du nucléaire dans le monde va décroître. La figure 1 montre qu'il y a eu effectivement une saturation, puis une diminution de la capacité nucléaire installée dans le monde après l'accident de Fukushima, mais que cette tendance semble s'inverser sur les dernières années, essentiellement à cause de la Chine, de l'Inde et des pays du Golfe.



1. Évolution du nombre de réacteurs nucléaires en fonctionnement dans le monde et puissance électrique installée (en GWe), de 1954 à juillet 2022 ([2], p. 45).

© WNIISR - Myclic-Schneider Consulting



Source: GAO, based on Department of Energy documentation. | GAO-15-652

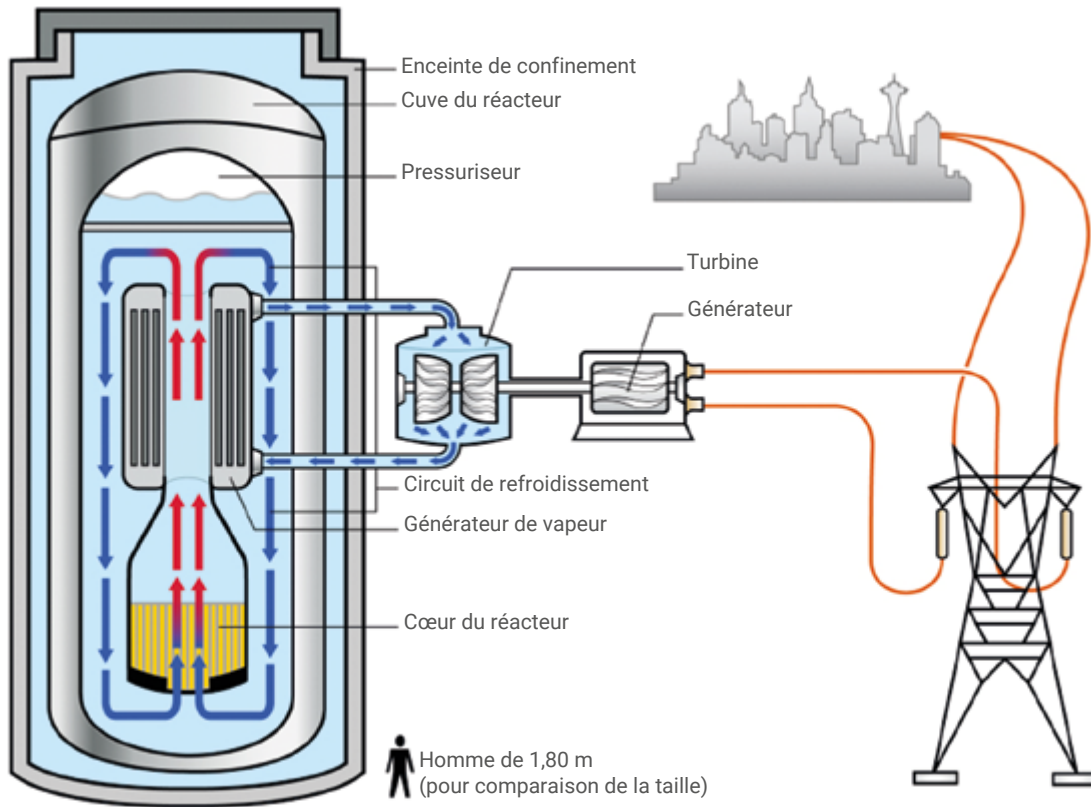


Schéma d'un petit réacteur modulaire

Les deux articles suivants présentent deux pistes particulières, à des degrés de maturité différents, d'évolutions possibles du nucléaire, dans la mesure où son développement se confirmerait. À court terme, ce sont les technologies nucléaires actuellement maîtrisées (les réacteurs à eau pressurisée – PWR – en particulier) qui seront utilisées, comme c'est le cas aujourd'hui. Les réacteurs récents ou de futur proche (EPR, par exemple) sont de ce type. Mais d'autres technologies sont possibles et même nécessaires si on veut que le nucléaire se développe sur le long terme [3].

Les petits réacteurs modulaires (SMR – *Small Modular Reactors* – en anglais) pourront satisfaire des besoins locaux. Leur puissance est d'une centaine de MW. Ce sont de petits réacteurs conventionnels construits en usine puis installés sur site, ce qui réduit les coûts tout en assurant un niveau de sûreté élevé (sécurité passive). Ils pourront être

utilisés pour fournir de l'électricité ou de la chaleur, ou pour dessaler l'eau de mer. Des solutions sont déjà envisagées, en particulier aux USA et en Russie, pour passer aux technologies à neutrons rapides.

Les réacteurs à neutrons rapides sont capables de brûler l'uranium 238 (ou le thorium naturel), ainsi que les actinides mineurs qui constituent la partie de loin la plus problématique des déchets nucléaires (car à très longue durée de vie). Leur développement ouvre ainsi vers un nucléaire durable, en permettant d'une part de disposer de ressources en combustibles pour plusieurs milliers d'années et, d'autre part, une réduction considérable du problème des déchets, en assurant la fermeture du cycle du combustible [4]. Il y a cependant urgence à développer ces nouvelles filières, avant l'épuisement du stock d'uranium fissile 235 dont la nature nous a gratifié.

L'article d'Elsa Merle *et al.* (p. 98) est une loupe sur l'une des solutions aujourd'hui envisagées pour le moyen et long terme. L'échéance correspondante se situe au-delà de la prochaine décennie.

Si on se projette encore plus loin, la fusion nucléaire devient une possibilité si les recherches correspondantes aboutissent (par exemple le projet ITER). L'article de Gérard Bonhomme (p. 104) fait le point sur la fusion par confinement magnétique. ■



- 1• <https://cutt.ly/wikipedia-Production>
- 2• *The World Nuclear Industry Status Report 2022*, A Mycle Schneider Consulting Project (Paris, 2022).
- 3• A. Billebaud, « Les nouveaux concepts de réacteurs nucléaires », *Reflète de la physique* 60 (2018) 55-57.
- 4• <https://cutt.ly/plan-national-gestion-radioactifs>

Des sels fondus pour la 4^e génération de réacteurs nucléaires ?

Elsa Merle (merle@lpsc.in2p3.fr), **Michel Allibert**, **Daniel Heuer**^(*) et **Axel Laureau**

Laboratoire de Physique Subatomique et Cosmologie (CNRS/IN2P3 et Université Grenoble Alpes)

53 Avenue des Martyrs, 38026 Grenoble Cedex

(*) Lauréat du Grand prix Clément Codron 2022 de l'Institut de France pour ses travaux sur les réacteurs nucléaires à sels fondus.

Pour pouvoir lutter significativement contre le changement climatique, un recours massif à l'énergie nucléaire est indispensable. Cela requiert de gérer en amont les risques liés au nucléaire ainsi que son acceptabilité sociétale.

La production nucléaire devra aussi pouvoir assurer le suivi de charge d'un parc comportant une grande part d'énergies renouvelables.

Cet article présente et discute une nouvelle filière à la hauteur de ces enjeux : les réacteurs à combustible liquide, dits à sels fondus, qui rencontrent un intérêt grandissant. On expose ici les développements effectués en France avec le concept MSFR (réacteur à sel fondu en spectre neutronique rapide) du CNRS, qui offre des perspectives pour l'incinération des transuraniens et l'aide à la gestion des sources intermittentes d'énergie.

Critères d'évaluation d'un réacteur nucléaire du futur

Trois critères d'évaluation, directement reliés à la question de l'acceptabilité sociétale d'une telle filière peuvent être définis : la sûreté, la gestion des déchets et son rôle en accompagnement du déploiement des énergies renouvelables intermittentes.

Pour que le public accepte un nouveau développement du nucléaire, il faut non seulement qu'aucun accident ne puisse entraîner d'évacuation de population, mais aussi que cela soit rendu crédible pour le public en éliminant tous les risques de sur-accidents. Il est en effet impossible

d'éviter qu'un accident puisse se produire suite à une erreur humaine ou à une catastrophe naturelle. Il est donc important que la configuration du réacteur assure qu'un tel accident ne puisse pas dégénérer par effet domino. Par exemple, dans un réacteur à eau pressurisée (REP) il serait préférable de rendre impossible la production d'hydrogène plutôt que de mettre en place des systèmes d'absorption de l'hydrogène produit. Plus généralement, les nouveaux réacteurs devront présenter une sûreté intrinsèque, ce qui permettra en outre une réduction des coûts.

Il sera également nécessaire de réduire la quantité de déchets radioactifs produits ainsi que la

durée nécessaire de leur stockage. Pour cela, il est indispensable que les seuls déchets hautement radioactifs ne soient que les produits de fission (qui sont incontournables) les moins radiotoxiques et dont l'activité tombe en dessous de l'activité naturelle du combustible après seulement quelques centaines d'années. Cela impose de mettre en place un recyclage du combustible, ce qui améliorera dans le même temps la sobriété du procédé. Il faudra donc faire appel à un des deux cycles surgénérateurs^(a) qui ont l'avantage de ne consommer qu'une tonne par GW_{el} et par an d'uranium naturel ou de thorium au lieu de 150 à 200 tonnes pour le cycle actuel.



Enfin, le déploiement tout aussi important de modes de production énergétique intermittents prévu par la majorité des scénarios impose également à ces nouveaux réacteurs un rôle d'effacement de l'intermittence. Ils devront donc être très flexibles dans leur fonctionnement et pilotables rapidement sur une grande gamme de puissance.

Intérêt des combustibles liquides

Dès les années 1960, les ingénieurs de l'ORNL (Oak Ridge National Laboratory aux USA) avaient découvert qu'indépendamment du type de réacteurs, l'utilisation d'un combustible liquide servant aussi bien de modérateur que de fluide caloporteur, a un grand potentiel en matière de sûreté intrinsèque et de pilotabilité. Ces combustibles présentent de multiples caractéristiques très intéressantes.

- 1• La chaleur de fission est déposée directement dans le fluide caloporteur pour être transportée hors du cœur en quelques secondes (pour un combustible solide, elle doit d'abord transiter par diffusion à l'intérieur des crayons combustibles). La disparition de ce délai permet aux contre-réactions thermiques d'agir très tôt, ce qui stabilise fortement le réacteur. Cette caractéristique permet aussi des variations rapides de puissance.
- 2• Lors d'une augmentation accidentelle de réactivité, la puissance augmente très rapidement et provoque un échauffement important du combustible. Si ce dernier est liquide, il se dilate et sort en partie

- de la zone neutroniquement très active : il devient alors légèrement plus transparent aux neutrons, ce qui diminue la réactivité et ramène le réacteur dans son état nominal. On montre, par des simulations numériques et expérimentalement sur un réacteur critique à combustible liquide tel que le réacteur SILENE [1], qu'un accident de type Tchernobyl devient alors impossible.
- 3• Dans une situation hors de contrôle, le combustible liquide peut être évacué du cœur du réacteur en quelques minutes, sans pompes et par la simple ouverture d'une bonde d'écoulement. Le combustible, qui continue à chauffer à cause de sa puissance résiduelle, sera alors refroidi passivement en toute sécurité dans un réservoir de vidange d'urgence. Une situation de type Fukushima peut alors être gérée même sans intervention d'un opérateur, le réacteur se mettant automatiquement en attente d'un redémarrage dans les semaines ou mois suivant l'accident.

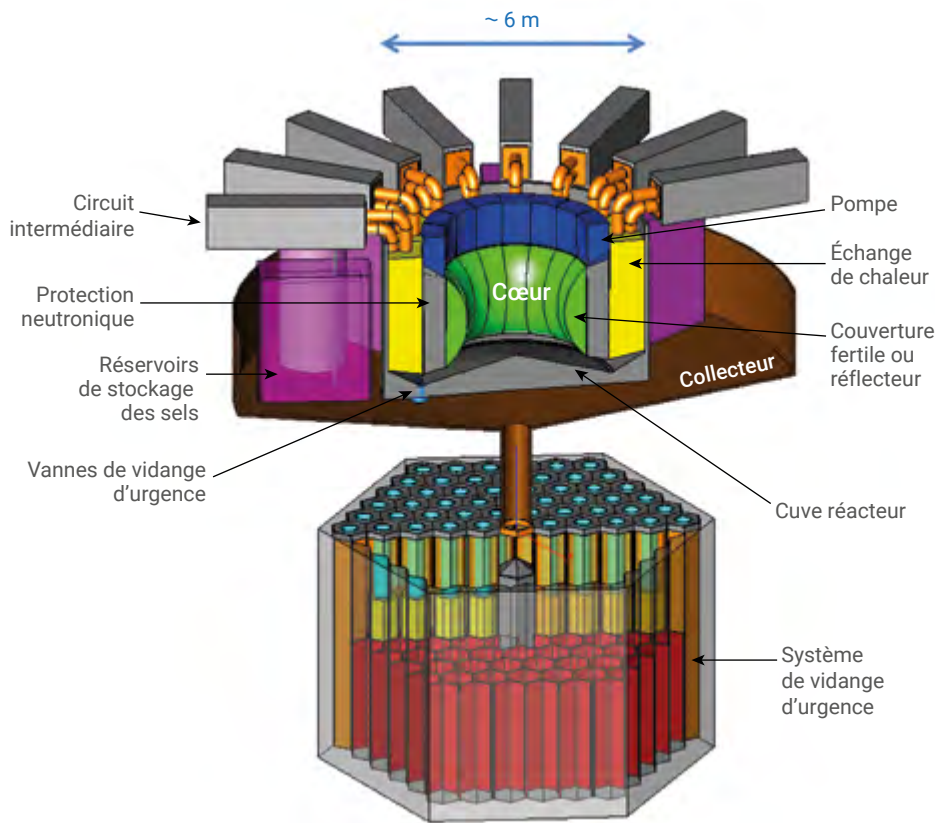
- 4• L'état liquide du combustible permet des ponctions et ajouts de celui-ci sans arrêter le réacteur. Il est alors possible de s'assurer de l'absence d'excès de réactivité et donc d'éliminer tout risque lié à celui-ci.
- 5• Une augmentation accidentelle de la réactivité par densification du combustible est impossible puisque le combustible liquide est incompressible.
- 6• L'état liquide du combustible évite d'avoir à construire et déconstruire des assemblages qui peuvent se révéler fragiles et complexes à refroidir dans le cas de son multirecyclage.
- 7• Les actinides mineurs, actuellement considérés comme déchets, pourraient être utilisés dans ces combustibles qui ne nécessitent pas la fabrication de pastilles et d'assemblages.
- 8• Le combustible est homogène, car brassé constamment en passant dans des échangeurs de chaleur : cela rend inutiles les plans de chargement complexes indispensables pour un combustible solide.

>>>

Photo du domaine public. Source HD.68.477. Auteur : ENERGY.GOV



Modèle réduit (échelle 1/6) du "Molten Salt Reactor Experiment" (MSRE) d'Oakridge (USA). Le MSRE a divergé le 1^{er} juin 1965, et a atteint sa pleine puissance (7500 kW) en mai 1966.



1. Géométrie intégrée du MSFR,

>>>

Actuellement, ces avantages ne sont toutefois que potentiels : seul un choix judicieux du type de liquide et de la configuration du réacteur permet de les concrétiser.

Choix du combustible liquide

Toujours indépendamment de la configuration du réacteur utilisé, un bon liquide doit respecter plusieurs critères allant de la transparence aux neutrons à la non-production de radio-isotopes gênants, en passant par des propriétés physico-chimiques adaptées pour l'évacuation de la chaleur, la stabilité en fonctionnement, la solubilité des éléments du combustible et leur retraitement. Les sels ioniques (fluorures ou chlorures) permettent de respecter ces critères : on parle alors de « Réacteurs à Sels Fondus » ou RSF (« Molten Salt Reactor » ou MSR en anglais).

Le fluor possède plusieurs résonances de diffusion inélastique des neutrons de quelques centaines de keV, ce qui réduit très fortement le

nombre de neutrons à ces énergies. En conséquence, le flux neutronique endommage beaucoup moins les matériaux de structure, mais pénalise fortement le cycle uranium-plutonium qui a besoin de ces neutrons énergétiques pour assurer une bonne régénération des noyaux fissiles. Les fluorures sont donc plutôt adaptés pour le cycle thorium-uranium. Dans ce cas, le meilleur solvant est le fluorure de lithium LiF, avec un eutectique de fusion à 585°C pour environ 22 % d'actinides. Il est nécessaire d'utiliser du lithium enrichi à plus de 99,9 % en ^7Li , car l'isotope ^6Li a une section efficace de capture neutronique très importante et produit trop de tritium.

Pour utiliser des chlorures, il faut un enrichissement à plus de 99,9 % en isotope ^{37}Cl . En effet, le chlore naturel contient 75,77 % de ^{35}Cl produisant, par capture neutronique, du ^{36}Cl radioactif avec une période de 301 000 ans, ce qui le rend impossible à stocker. Ces chlorures sont bien adaptés au cycle U-Pu, malgré un spectre neutronique endommageant

plus les matériaux de structure. Le meilleur solvant est alors le chlorure de sodium NaCl, avec 38 % d'actinides et une température de fusion de l'eutectique d'environ 450°C.

Historique des réacteurs à sels fondus

Deux réacteurs à sels fondus ont déjà fonctionné par le passé à l'ORNL [2]. En 1954, l'armée de l'air américaine souhaitant disposer d'un avion à propulsion nucléaire, un petit réacteur à sels fondus d'une puissance thermique de 2,5 MW_{th}, l'Aircraft Reactor Experiment (ARE) a été testé au sol pendant une centaine d'heures. Ce type de réacteur était en effet compact et permettait les amples variations de puissance sur des temps courts nécessaires pour un avion. Ce test montra qu'un combustible nucléaire liquide est relativement simple à mettre en œuvre, mais que les sels fluorés corrodait excessivement les matériaux de structure.

Les physiciens de l'ORNL construisirent ensuite le « Molten Salt Reactor Experiment » (MSRE, voir la photo p. 99), où l'utilisation d'un alliage à base de nickel, l'Hastelloy-N, résolut les problèmes de corrosion. Ce réacteur fonctionna pendant cinq ans avec une puissance nominale de 8 MW_{th}. Il avait un spectre d'énergie neutronique thermique, grâce à une matrice de graphite dans laquelle circulait le sel fondu. Le MSRE utilisa trois types de matériaux fissiles différents : de l'uranium enrichi, de l'uranium 233 et du plutonium ; toutefois, il n'a jamais contenu suffisamment de matière fertile pour régénérer son combustible et n'a jamais été chargé en thorium. Des essais de variation de puissance du MSRE ont démontré avec succès les excellentes capacités de suivi de charge de ce type de réacteur.

Le projet suivant, le « Molten Salt Breeder Reactor » (MSBR), pouvant produire de l'électricité, fut stoppé à l'ORNL, mais des études furent réalisées par une collaboration CNRS-EDF au début des années 2000. Elles démontrèrent les problèmes rédhibitoires de ce concept, avec le retraitement du combustible et la gestion de grandes masses de graphite irradié. Les avantages des combustibles

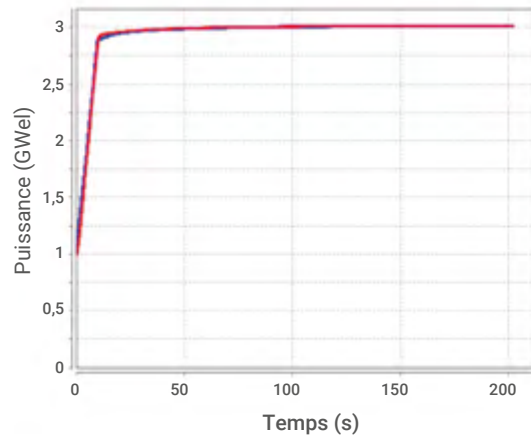


liquides restaient néanmoins suffisants pour justifier des recherches systématiques, utilisant des simulations neutroniques, sur de nouvelles configurations.

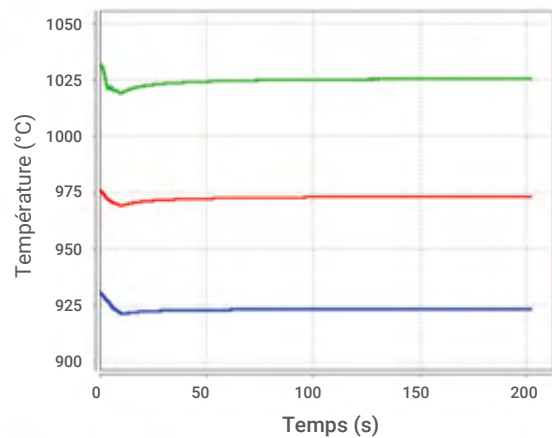
L'approche française depuis 2000

Un concept innovant, satisfaisant les critères du forum international Generation 4 et éliminant le graphite du cœur du réacteur, a été adopté en 2008 sous le nom de "Molten Salt Fast Reactor" (MSFR) [3, 4] : il s'agit d'un réacteur nucléaire à sels fondus à spectre d'énergie neutronique dit « rapide », car les neutrons ne sont plus modérés. Cette configuration, largement surgénératrice en matière fissile, aurait une très grande stabilité de fonctionnement ; le démarrage de chaque réacteur nécessiterait cependant une grande quantité de noyaux fissiles (3600 kg/GW_{th}). En attendant une production suffisante de combustible par surgénération, l'objectif des 3000 GW_{th} en trente ans prévus dans les différents scénarios imposera l'utilisation d'uranium enrichi à 13 % en ²³⁵U et de plutonium issus des réacteurs REP actuels. Il sera même possible, voire préférable, d'inclure dans le combustible les actinides mineurs du combustible usé des REP actuels (*i.e.* les éléments très radioactifs de la série des actinides autres que l'uranium, le plutonium et le thorium, produits artificiellement en faibles quantités par les réacteurs actuels). Les travaux de recherche sur le MSFR ont été soutenus par l'Europe dans le cadre du projet EVOL (*Evaluation and viability of liquid fuel reactors*), et la sûreté et le comportement de ces réacteurs en cas d'accident font l'objet depuis 2015 des projets SAMOFAR (*Safety assessment of molten salt fast reactor*) puis SAMOSAFER (*Severe accident modeling and safety assessment for fluid-fuel energy reactors*) du programme Euratom H2020.

La configuration que nous allons décrire maintenant (fig. 1) correspond à un réacteur MSFR d'une puissance de 3 GW_{th} en cycle Th/U utilisant des fluorures ; des versions de plus faible puissance, ainsi que l'utilisation du cycle U/Pu avec des chlorures, sont aussi à l'étude.



a



b

2. Suivi de charge de 1 GW_{th} à 3 GW_{th} en dix secondes.

(a) Évolution des puissances demandées (courbe rouge) et fournies (courbe bleue sous la courbe rouge).

(b) Évolution des températures du sel combustible en entrée des échangeurs (courbe verte), en sortie des échangeurs (courbe bleue) et moyenne (courbe rouge).

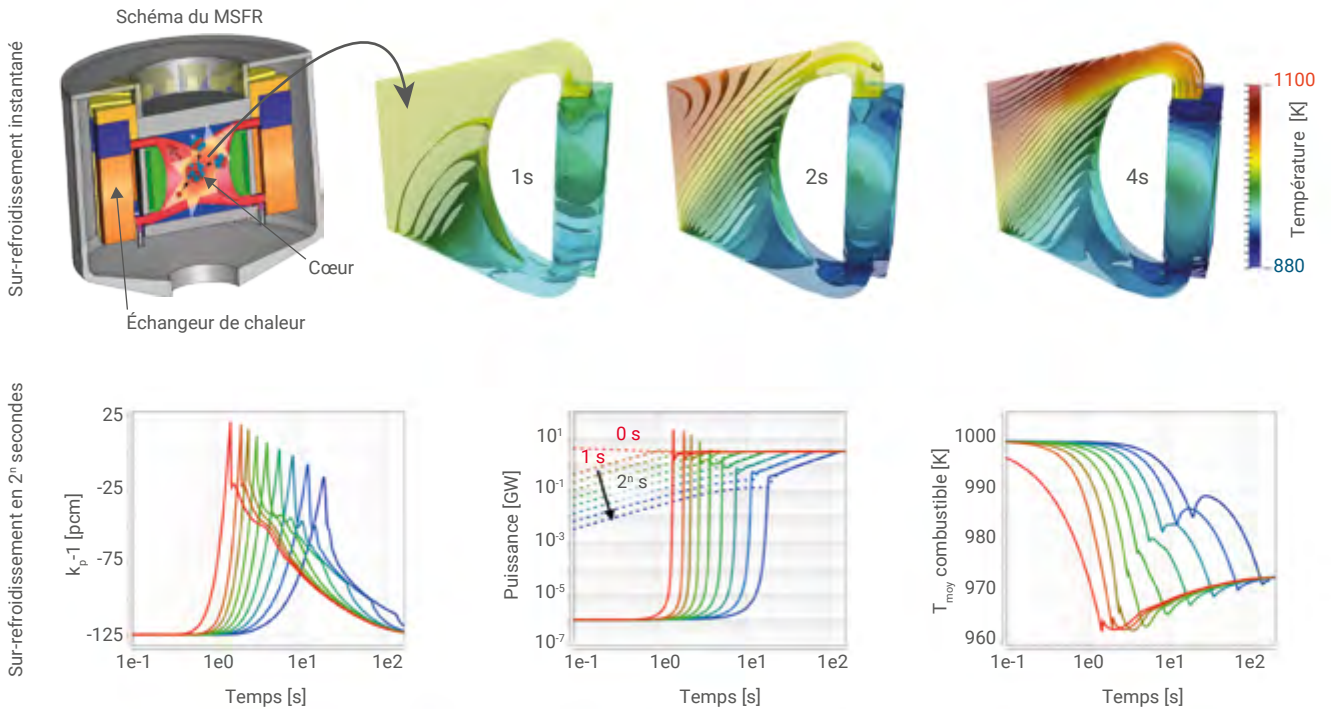
Circuit combustible

Classiquement, dans un réacteur à sels fondus, le combustible liquide sort du cœur pour passer dans des échangeurs de chaleur et des pompes avant de revenir dans le cœur : il y a alors un risque inacceptable d'avoir un jour une fuite de combustible. Dans le concept MSFR, le circuit du combustible est entièrement confiné dans une cuve et ne subit ni effort mécanique ni températures excessives. Des secteurs de refroidissement facilement transportables et manipulables (à droite sur la figure 1), sont accrochés sur le bord intérieur de la cuve qui contient 18 m³ de sel fondu, dont 9 m³ dans la zone centrale. Ces secteurs comprennent une pompe, un échangeur de chaleur, une protection limitant le flux neutronique sur la pompe et les échangeurs, ainsi qu'un réflecteur de neutrons ou une couverture fertile ; les atomes constituant cette dernière se trans-

forment en éléments fissiles sous l'effet des neutrons. Les arbres des pompes sont entraînés magnétiquement pour éviter une traversée du couvercle. Un autre sel, dit « intermédiaire » pénètre dans la cuve pour refroidir le circuit de combustible à travers les échangeurs de chaleur, mais également les parois en contact avec le combustible et la couverture fertile.

La cuve est fermée par un couvercle étanche contenant un réflecteur neutronique protégeant l'extérieur. Le bas de la cuve, également constitué d'un réflecteur neutronique, supporte des vannes actives et passives permettant la vidange d'urgence du combustible vers un réservoir conçu pour le contenir dans une géométrie fortement sous-critique, et pour évacuer passivement la puissance résiduelle. Cette vidange n'aurait normalement pas à intervenir même en cas d'accident : dans toutes les

>>>



3. Simulation numérique d'un accident de sur-refroidissement avec une puissance allant de 1 kW_{th} jusqu'à 3 GW_{th}.

En haut : évolution du champ de température dans le cœur et un échangeur de chaleur pour un transitoire instantané (la partie en blanc est la couverture fertile). En bas : variation temporelle de la marge de criticité prompt k_p-1 (qui est reliée au contrôle de l'excès de neutrons permettant d'entretenir la réaction en chaîne), de la puissance et de la température moyenne du combustible lors de transitoires d'une durée allant de 0 à 128 s (code de couleurs) [5].

>>>

situations actuellement envisagées, le combustible resterait dans le cœur grâce à un refroidissement passif utilisant la convection naturelle du sel intermédiaire. La chaleur ainsi extraite serait transférée dans le bâtiment réacteur, lui-même refroidi par l'air extérieur.

Pilotage

Puisque l'énergie produite par la fission est déposée directement dans le fluide caloporteur, un réacteur à combustibles liquides peut être piloté directement par l'extraction de chaleur, ce qui rend inutile toute « barre de commande » absorbant les neutrons.

Dans le principe, si la puissance demandée augmente, le sel combustible est refroidi, ce qui provoque une augmentation de réactivité donc une augmentation de puissance et finalement un retour à la température initiale avec une puissance de fission plus importante. Cet ajustement avec la demande extérieure se fait en quelques secondes mais peut entraîner des variations de température, indésirables dans les échangeurs de chaleur. La solution consiste à

obtenir la variation de puissance en modifiant simultanément les débits dans les circuits combustible et intermédiaire. L'étude des fonctionnements normal et accidentel du MSFR a nécessité le développement par le CNRS d'outils de simulation uniques au monde, prenant en compte les phénomènes physiques spécifiques à ce type de réacteur à combustible circulant [MSFR2]. La figure 2 montre la simulation d'un tel suivi de charge pour une puissance passant de 1 GW_{th} à 3 GW_{th} en dix secondes ! Cette possibilité de modifier rapidement la puissance produite sans conséquence pour l'intégrité du réacteur, faciliterait grandement l'intégration dans un mix énergétique comportant une forte part d'énergies renouvelables intermittentes.

Accident de sur-refroidissement

Les dernières années ont été consacrées essentiellement à l'étude de la sûreté du MSFR et de la possibilité d'accidents graves menant à un rejet massif de radioactivité dans l'environnement. De tels accidents n'ont pas encore été identifiés : la

situation la plus préoccupante mise en lumière est un sur-refroidissement massif et brutal du combustible dans le cas d'un sel combustible neuf ne produisant que 1 kW_{th} de fission par le biais des fissions spontanées. On suppose ce sel en circulation nominale, alors que le sel intermédiaire est à l'arrêt. Suite à une erreur d'un opérateur, le sel intermédiaire est mis en circulation nominale dans un temps très court. Sur la figure 3 en haut, on observe l'évolution du champ de température dans l'hypothèse irréaliste d'un transitoire instantané. Après quatre secondes, les températures se sont stabilisées et la puissance fournie est de 3 GW_{th}. En bas, à gauche de la figure 3, est représentée la variation temporelle de la marge à la criticité prompt^(b) pour différentes durées de ce sur-refroidissement. Si le transitoire est suffisamment court, le réacteur dépasse le seuil de criticité prompt. Si le combustible était solide, cette situation mènerait à sa destruction, et c'est d'ailleurs ce qu'il s'est produit à Tchernobyl. Au centre est représentée la puissance instantanée de fission dans le cœur. On constate bien un pic de puissance



allant jusqu'à 20 GW_{th} lorsque le transitoire dure moins de dix secondes. Toutefois, à droite, on constate que l'effet sur les températures est suffisamment faible pour qu'il n'y ait aucun effet mécanique : on n'a pas de modification violente du comportement du cœur pouvant entraîner un risque nucléaire.

Perspectives

Les travaux sur les réacteurs à sels fondus sont en plein essor, non seulement dans les centres de recherche (seize pays participent à des réunions organisées par l'IAEA depuis 2016 sur cette technologie), mais également au travers de *start-ups* un peu partout de par le monde. En France, des industriels comme Framatome, ORANO et CORYS ont commencé à s'intéresser depuis 2018 à ces recherches, portées jusque-là depuis une vingtaine d'années par le monde académique. Depuis peu, un atelier national annuel sur le sujet des réacteurs à sels fondus est organisé par le CEA et le CNRS [6] ; en 2022, cet atelier a regroupé 150 participants, ce qui montre l'intérêt croissant en France pour ce type de réacteurs.

Comme mentionné régulièrement à raison, la technologie nucléaire actuelle conduit à accumuler des « radioéléments à vie longue » considérés comme des déchets, et qui resteront dangereux pendant des millénaires. En réalité, ce qui est aujourd'hui un déchet pourrait devenir un combustible en changeant de type de réacteur nucléaire. Des études sont maintenant en cours au niveau européen sur des concepts de réacteurs à sels fondus intrinsèquement sûrs, comme par exemple le projet MIMOSA pour "Multi-recycling strategies of spent nuclear fuel focusing on molten salt technology" du programme Horizon Europe, porté par l'industriel ORANO. Dans ce cadre, le projet national ISAC ("Innovative solution for actinide recycling") financé par la banque publique d'investissement BPI dans le cadre du plan de relance, a ainsi été lancé en 2022 avec comme partenaires le CEA, le CNRS, EDF, Framatome et ORANO. Il vise à des études de préconception d'un réacteur à sels fondus incinérateur de plutonium et d'américium.

Les réacteurs à sels fondus peuvent aussi être conçus pour être pilotables et pouvoir venir en appui aux sources intermittentes. Un tel type de réacteur nucléaire aurait ainsi un atout supplémentaire et pourrait accompagner le développement des énergies renouvelables.

Enfin, certains de ces nouveaux réacteurs en cours d'étude sont des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* ou SMR en anglais) vus comme des piles nucléaires, de taille et de puissance réduite afin de pouvoir être fabriqués en usine et transportés sur leurs lieux d'utilisation [7]. De tels petits réacteurs à sels fondus seraient ainsi très compacts, avec des cœurs de quelques centaines de litres transportables sur un camion et installables en mode *plug and play* chez les utilisateurs pour produire de l'électricité ou de la chaleur industrielle, tout en brûlant des déchets nucléaires. Cela permettrait notamment de remplacer des milliers de diesels par un équipement n'émettant pas de gaz à effet de serre. La *start-up* française NAAREA se positionne sur ce type de créneau depuis trois ans avec la mise au point du XSMR, un microréacteur à sels fondus de quelques dizaines de mégawatts, et l'objectif d'un démonstrateur dans les toutes prochaines années. Le CEA est également en train d'essaimer : en effet, en 2023, la *start-up* Stellaria a mis au point un concept de réacteur à sels fondus de quelques centaines de mégawatts. Le plan d'investissement national France 2030 lancé en 2022 par le président de la République comporte un volet de financement de *start-ups* développant de tels petits réacteurs modulaires, afin de donner un élan français à ce domaine de R&D. ■

(a) Il existe deux cycles surgénérateurs à neutrons rapides : le cycle uranium-plutonium, dans lequel l'isotope fissile est le plutonium 239 et l'isotope fertile est l'uranium 238 (transmuté dans le réacteur en plutonium 239 fissile) ; et le cycle thorium-uranium, dans lequel l'isotope fissile est l'uranium 233 et l'isotope fertile le thorium 232.

(b) Un réacteur nucléaire critique est pilotable grâce à ses neutrons retardés. Lorsque qu'il devient critique sans nécessiter l'apport des neutrons retardés, il n'est plus pilotable. La marge à la criticité prompte est la marge de réactivité avant qu'il ne soit plus pilotable.

“ Ce qui est aujourd'hui un déchet pourrait devenir un combustible en changeant de type de réacteur nucléaire.”



- 1• F.Y. Barbry, "A review of the Silene criticality excursions experiments", Rapport technique, CEA Centre d'Études de Fontenay-aux-Roses, 1993.
- 2• P.N. Haubenreich et J.R. Engel, "Experience with the molten salt reactor experiment", *Nucl. Appl. Technol.* **8** (1970) 107–117.
- 3• "Status of Molten Salt Reactor Technology", Technical Report Series no. **489** (2021), International Atomic Energy Agency, Vienne. <https://cutt.ly/preprint-iaea>
- 4• M. Allibert et al., "Chapter 7 - Homogeneous Molten Salt Reactors (MSRs): The Molten Salt Fast Reactor (MSFR) concept", *Handbook of Generation IV Nuclear Reactors*, Second Edition, Elsevier Science Publishing (2023).
- 5• A. Laureau et al., "Transient coupled calculations of the Molten Salt Fast Reactor using the Transient Fission Matrix approach", *Nuclear Engineering and Design*, **316** (2017) 112-124.
- 6• https://cutt.ly/youtube_1
- 7• « Les réacteurs nucléaires modulaires de faible puissance (SMR) : état des lieux et perspectives », Avis et Rapport du Comité de Prospective en Énergie de l'Académie des sciences (octobre 2022).

La fusion nucléaire par confinement magnétique : avancées, défis et perspectives

Gérard Bonhomme (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr)

Professeur émérite, Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine
2 allée André Guinier, BP 50840, 54011 Nancy Cedex

La maîtrise de l'énergie de fusion offrirait une ressource énergétique bas carbone d'un intérêt majeur. Avec ITER, réacteur expérimental en construction à Cadarache, les recherches vont pouvoir entrer dans une phase décisive. Dans cet article, sont décrits les principes de la fusion nucléaire par confinement magnétique, les étapes franchies jusqu'au projet ITER, et ses objectifs. L'avenir de la fusion dépend d'autres recherches en cours, qui concernent en particulier le choix de la configuration magnétique optimale. La mise en œuvre de technologies de rupture, en particulier dans le domaine des matériaux, pourrait aussi se révéler décisive pour l'avenir de la fusion.

La maîtrise de l'énergie de fusion, seule source d'énergie nucléaire à ressources pratiquement illimitées et à faible impact environnemental, offrirait une possibilité d'approvisionnement énergétique à bas carbone d'un intérêt majeur. Alors que la construction du réacteur expérimental ITER avance rapidement sur le site de Cadarache, les recherches vont pouvoir entrer dans une phase décisive, avec la possibilité d'étudier les conditions où le plasma est dominé par la puissance des réactions de fusion.

Après un rapide rappel des principes de la fusion par confinement magnétique et des étapes franchies jusqu'au projet ITER, nous résumerons les défis et enjeux de cette dernière phase indispensable avant le premier réacteur électrogène. Les résultats du programme expérimental prévu seront en effet décisifs, mais l'avenir de la fusion dépendra aussi d'autres recherches en cours. Ces dernières concernent en particulier le choix de la configuration magnétique optimale dans la perspective du réacteur commercial. À côté des configurations de type *tokamak*, dont relève ITER [1],

les configurations de type *stellarator* n'ont pas dit leur dernier mot. Nous ferons le point sur les avancées et les projets dans ce domaine, illustrés notamment par la machine Wendelstein 7-X (W7-X) en opération à Greifswald (Allemagne) depuis 2015.

Quelle que soit la configuration magnétique finale, les défis à relever sont nombreux, en particulier dans le domaine des matériaux. Mais des ruptures technologiques décisives pourraient survenir au travers de projets innovants lancés récemment de par le monde par plusieurs *start-ups*.



© ITER Organization, www.iter.org/

Le réacteur expérimental ITER. Vue aérienne du site, le 17 mars 2023.

La fusion thermonucléaire par confinement magnétique

La fusion nucléaire

Alors que les réactions de fusion de noyaux légers, en particulier d'hydrogène, sont le mécanisme à la base des processus de nucléosynthèse et à la source de l'énergie rayonnée par le Soleil, la maîtrise de ces réactions à des fins d'approvisionnement énergétique représente un défi considérable. Le critère de Lawson^(a) [1], qui définit les seuils d'entretien de ces réactions, permet de mesurer la hauteur de ce défi. Le seuil à franchir, appelé « ignition », correspond à un facteur d'amplification Q , où $Q = P_{\text{fus}}/P_{\text{ext}}$ qui exprime le rapport entre la puissance produite par les réactions de fusion et la puissance de chauffage apportée de l'extérieur, doit être égal ou supérieur à l'unité. Il peut en gros s'exprimer comme un minimum à obtenir pour le produit de la pression du mélange deutérium-tritium^(b) (mélange d'isotopes de l'hydrogène pour lequel les conditions sont les plus favorables pour les réacteurs de fusion) par le

temps de confinement de l'énergie dans ce milieu^(c). Ce seuil, qui correspond en ordre de grandeur à un bar x seconde, s'applique aux deux cas extrêmes suivants : (i) celui de la voie dite par confinement inertiel [3] pour lequel, soumis à une pression de plusieurs centaines de gigabars, le milieu atteint une densité de l'ordre de dix mille fois celle du liquide pour un temps de confinement extrêmement bref, de l'ordre de 10^{-12} s ; (ii) celui du confinement magnétique, pour lequel les conditions du seuil correspondent à une pression de l'ordre de deux bars (avec une température d'environ 150 millions de K, et donc une très faible masse volumique, de l'ordre d'une dizaine de mg/m^3) et un temps de confinement de l'énergie à l'échelle de la seconde.

En dépit des progrès récents obtenus sur l'installation de Livermore pour la première voie, nous ne discuterons ici que du confinement magnétique, de loin le plus pertinent pour la construction de réacteurs électrogènes. Même si, comme nous allons le voir, la route vers le réacteur commercial est encore longue, l'enjeu est énorme car un réacteur à fusion, pour une puissance de 1 GW électrique, ne

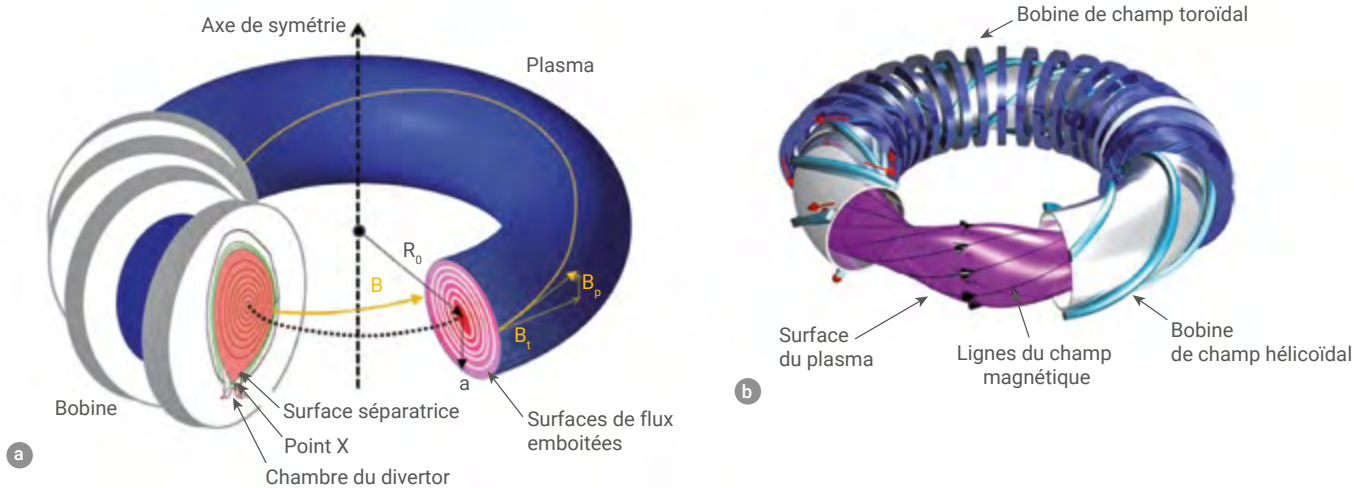
consommerait annuellement que 100 kg de deutérium et 150 kg de tritium^(d), au lieu de 700 000 tonnes de pétrole, ou encore 30 tonnes d'uranium enrichi à 3 % en uranium 235.

Avant de venir aux jalons qui ont marqué les progrès très significatifs réalisés depuis le début des recherches et de lister les étapes encore à franchir avant la mise en service des premiers réacteurs, donnons quelques éléments indispensables sur le principe du confinement magnétique et ses spécificités.

Le confinement magnétique

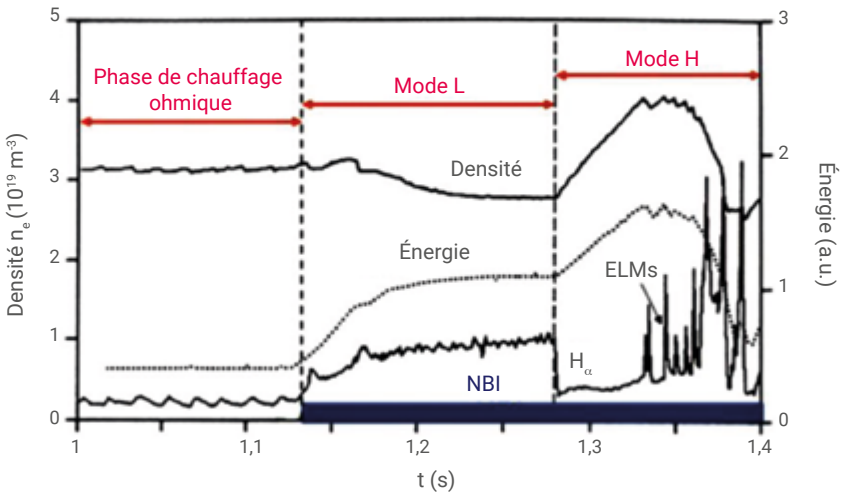
Le milieu qu'il s'agit de confiner dans les conditions extrêmes de température indiquées plus haut est à l'état de plasma totalement ionisé. Il peut donc être confiné dans une bouteille magnétique de forme adaptée, de fait une configuration refermée sur elle-même de type toroidal. Le confinement des particules chargées dans une telle configuration impose un enroulement particulier des lignes de champ magnétique, par combinaison de composantes toroïdale et poloïdale^(e) sur les surfaces isobares, construisant

>>>



1. Configurations magnétiques du tokamak et du stellarator. (a) Schéma d'un plasma de tokamak, de grand rayon R_0 et de petit rayon a , avec les composantes toroïdale B_t et poloïdale B_p du champ ; quatre des bobines fournissant la composante toroïdale du champ sont indiquées à gauche en gris ; la coupe de droite montre les surfaces de flux emboîtées pour une section circulaire ; celle de gauche montre (en vert) la surface séparatrice (dernière surface magnétique fermée) pour une section transversale allongée avec le point X et la chambre du *divertor*^(a) pour l'évacuation des impuretés. (b) Schéma montrant un plasma de stellarator de structure tridimensionnelle, les bobines produisant le champ hélicoïdal (en bleu clair), celles produisant le champ toroïdal (en bleu foncé) et des lignes du champ magnétique résultant torsadées en hélice (en violet). (Figure reproduite avec l'aimable autorisation de Christian Brandt, Institute of Plasma Physics, Garching) [4].

ainsi des surfaces magnétiques emboîtées formant une structure en pelures d'oignon (fig. 1). Tokamaks et stellarators sont les deux concepts de confinement à géométrie toroïdale les plus prometteurs pour réaliser la fusion par confinement magnétique. Le concept de tokamak, sur lequel est basé ITER, est le plus étudié et le plus avancé à l'heure actuelle. La composante poloïdale du champ magnétique étant générée par un très fort courant toroïdal parcourant le plasma confiné lui-même, cela simplifie énormément la conception des bobines externes qui ne doivent produire que la composante toroïdale du champ magnétique. Cependant, le concept de stellarator présente de nombreux avantages dans la perspective de la réalisation d'un réacteur commercial conçu pour fonctionner en continu. En effet, dans une telle configuration la totalité du champ magnétique de confinement (composantes toroïdale et poloïdale) est générée par des bobines extérieures, ce qui permet de s'affranchir du très fort courant plasma inhérent au fonctionnement d'un tokamak et potentiellement source d'instabilités qui doivent être contrôlées pour éviter une perte brutale du confinement. En dépit de difficultés de construction plus grandes et de propriétés de confinement insuffisantes dans les premières réalisations, les grands progrès accomplis dans les méthodes complexes d'optimisation des configurations magnétiques ont permis de définir différentes géométries optimisées de stellarators se distinguant par leur type et degré de symétrie et ayant d'excellentes propriétés de confinement.



2. Diagramme historique du tokamak ASDEX, montrant une des premières transitions en mode H. Deux phases de la décharge sont représentées : la phase de chauffage ohmique, suivie de celle avec chauffage par faisceau de neutres (NBI, en bleu). Le plasma entre d'abord dans le mode L avec une croissance modérée du contenu énergétique mais un confinement dégradé (la densité diminue), suivi d'une transition soudaine et spontanée vers le mode H avec un confinement amélioré (énergie et densité augmentent significativement). Plus tard dans la phase en mode H, des ELMs ("Edge Localized Modes") se développent, détruisant de façon répétitive la barrière de transport de bord du mode H (densité et énergie diminuent) [4].



Le chauffage du plasma

Le plasma, magnétiquement confiné, doit être porté à une énergie d'une quinzaine de keV (ce qui correspond à une température de $1,75 \cdot 10^8$ K). Dans une configuration tokamak, le chauffage par l'effet Joule produit par le courant ne permet cependant pas de dépasser 10^7 K, car la résistivité du plasma diminue lorsque sa température s'élève (il devient non collisionnel). C'est la raison pour laquelle deux puissantes méthodes de chauffage auxiliaires alternatives ont été développées dans les années 1970. L'une consiste à injecter des particules de haute énergie dans le plasma, grâce à de puissants injecteurs de « neutres » (atomes neutres de deutérium), alors que l'autre consiste, à l'aide d'antennes adaptées, à injecter de la puissance radiofréquence qui peut être transférée au plasma par résonance avec certains modes propres et certaines classes de particules (électrons, ions). Cette seconde méthode permet en outre de générer du courant dans le plasma et d'agir finement sur ses paramètres (par ex. courant, densité, température) et leur distribution spatiale.

Un jalon clef dans les progrès vers l'ignition a été la découverte d'un phénomène fondamental d'auto-organisation du plasma au-delà du régime ohmique. Il s'agit de ce qui est désigné comme « transition L-H », c'est-à-dire d'un mode (L) de bas confinement à un mode (H) de confinement élevé ou amélioré, se traduisant par un fort raidissement des profils radiaux des paramètres du plasma. Cette transition a été pour la première fois mise en évidence et étudiée dans le tokamak ASDEX (à Garching près de Munich) par F. Wagner [4] à l'occasion d'expériences de chauffage par injection de neutres (fig. 2). Cette découverte constitue une étape fondamentale dans la longue route vers l'ignition dans un plasma confiné magnétiquement, car l'existence du mode H permet d'atteindre un meilleur confinement du plasma très chaud pour lequel les déperditions d'énergie résultent de la turbulence qui se manifeste sur le bord du plasma. Il est alors envisageable de se rapprocher

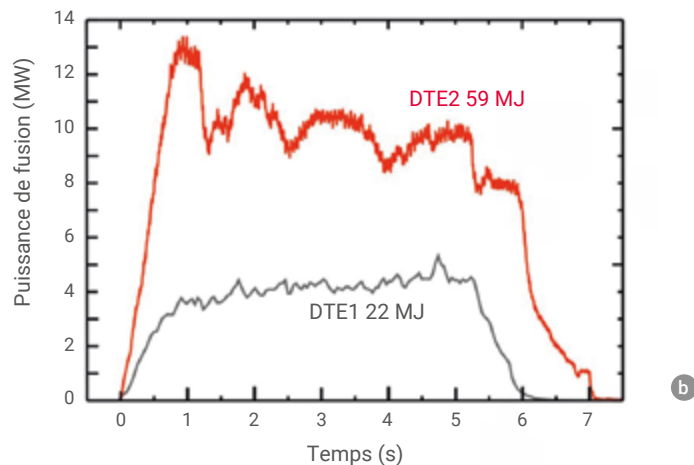


© ITER Organization, www.iter.org/

3. Le tokamak européen JET.

(a) Vue de l'intérieur de JET.

(b) Puissance de fusion en fonction du temps. En décembre 2021, le JET a produit un total de 59 MJ d'énergie de fusion sur une durée de cinq secondes, avec une puissance de fusion moyenne d'environ 11 MW (DTE2). Il détenait déjà depuis 1997 le record mondial de 16 MW de puissance de fusion, et avait fourni pour des tirs stationnaires plus soutenus de 5 secondes, en mode H, une énergie de fusion de 22 MJ, correspondant à une puissance moyenne de 4,5 MW (DTE1).



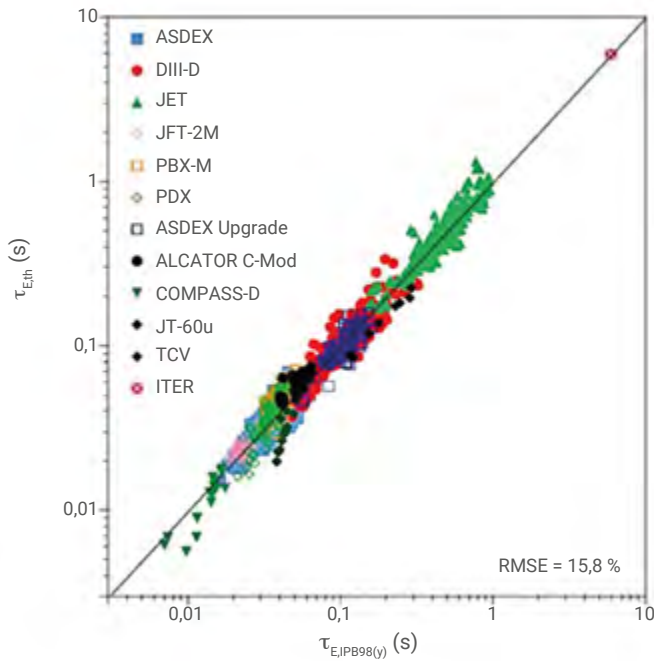
des conditions d'ignition sans avoir à encore augmenter de façon déraisonnable la taille des machines^(f).

L'étude de ces modes de confinement amélioré a conduit à une meilleure compréhension du transport turbulent d'énergie et de particules dans ces plasmas, et en particulier comment turbulence de bord et écoulements du plasma se développent de manière autocohérente et

comment se forment et se maintiennent des barrières de transport associées au raidissement des profils, et qu'apparaissent des phénomènes de relaxation comme les ELMs (pour "Edge Localized Modes"), que l'on a appris à contrôler.

Les meilleurs résultats mondiaux obtenus à ce jour l'ont été dans le tokamak européen JET (fig. 3) à Culham près d'Oxford, dans une configuration de fonctionnement en

>>>



4. Les performances de nombreuses machines dans le monde, mesurées par le temps de confinement de l'énergie thermique du plasma en mode H ($\tau_{E,th}$), confrontées aux prédictions des lois d'échelles ($\tau_{E,IPB98(y)}$). On constate la robustesse de ces lois de puissance et la confirmation de la croissance de τ_E avec le volume et l'intensité du champ magnétique. La valeur attendue pour ITER est indiquée tout en haut à droite. [4]

>>>

mode H. En 1997, à l'occasion d'une campagne historique, le record mondial de 16,1 MW de puissance de fusion, correspondant à un facteur d'amplification $Q = P_{fus}/P_{ext} \sim 0,75$, avait d'abord été obtenu sur une courte impulsion plasma d'une seconde. C'est bien grâce à ce mode

de confinement élevé que des tirs stationnaires de 5 secondes avaient alors fourni une production totale d'énergie de fusion de 22 MJ, correspondant à une puissance moyenne de 4,5 MW (cf. courbe DTE1 de la figure 3). La très bonne nouvelle, dans la perspective des expériences

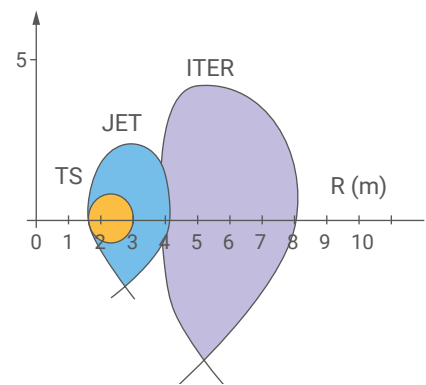
sur ITER, est que ces résultats ont non seulement pu être reproduits mais encore améliorés lors d'une très récente campagne sur le réacteur JET modifié (cf. courbe DTE2 de la figure 3). En effet, tous les composants en contact avec le plasma⁽⁶⁾ initialement en carbone, et qui avaient la fâcheuse propriété de piéger l'hydrogène, ont été remplacés par du béryllium et du tungstène, les mêmes matériaux que ceux choisis pour ITER.

Progrès vers ITER

Le diagramme de la figure 4 donne immédiatement la mesure des progrès accomplis en termes de temps caractéristique de confinement (le paramètre τ_E) depuis les premiers tokamaks. Chaque nouvelle génération, caractérisée en particulier par une augmentation de la taille, marque une nette progression des performances. On constate ainsi pour τ_E un progrès d'un facteur 10 000, et le progrès est du même ordre pour le triple produit $n\tau_E$. Ce diagramme illustre aussi la pertinence des analyses en lois d'échelles pour exprimer la dépendance de τ_E en fonction de nombreux paramètres : courant plasma, champ magnétique toroïdal, puissance de chauffage, densité, paramètres géométriques, etc. L'abondante base de données internationale a permis d'établir par

| | JET | ITER |
|----------------------------|--------------------|---------------------|
| Grand rayon R_0 | 3 m | 6,20 m |
| Petit rayon a | 1,25 m | 2 m |
| Volume de plasma | 100 m ³ | 830 m ³ |
| Champ magnétique | 3,4 T | 5,3 T |
| Courant plasma | 5 MA | 17 MA |
| Bobinages | Cuivre | Supra / cryostat He |
| Chauffage auxiliaire total | 38 MW | 50 MW |
| Puissance fusion | 16 MW | 500 MW |

Tableau 1. Éléments de comparaison entre les tokamaks JET et ITER. À droite : sections poloidales des tokamaks Tore Supra (TS) [1], JET et ITER.





régression multidimensionnelle ce diagramme, qui montre par extrapolation la valeur attendue pour ITER : 6 secondes. La robustesse des lois d'échelle établies rend très confiant quant à l'atteinte de cet objectif par ITER.

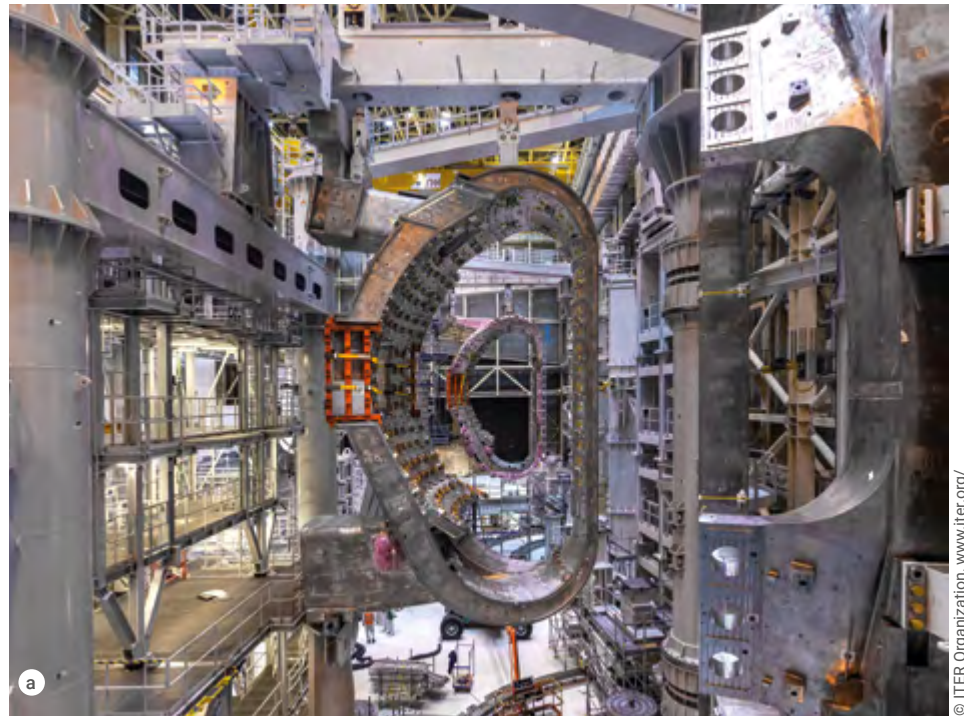
Le tableau 1 donne les principaux paramètres caractéristiques des tokamaks JET et ITER, et illustre cette relation entre les performances, mesurées par le temps τ_E , et la taille des machines.

Le projet ITER : objectifs et défis

L'assemblage final de la machine est en cours sur le site international de Cadarache, et nous renvoyons le lecteur pour plus de détails et d'illustrations au site officiel (www.iter.org/fr/actualiteshistory) et aux références [1] et [4]. Nous ne pouvons ici que résumer très brièvement les objectifs du programme, avec un premier plasma probablement vers 2027 et les premières expériences en deutérium-tritium à pleine puissance dix années plus tard.

ITER (fig. 5) devrait être la première machine au monde à dépasser le seuil fatidique $Q = 1$ et atteindre $Q = 10$ sur des décharges longues de 400 secondes, avec des plasmas produisant 500 MW de puissance de fusion pour 50 MW de puissance de chauffage externe. Les objectifs principaux de ce réacteur de recherche sont : (i) l'exploration de régimes stationnaires du plasma, où le chauffage est dominé par les particules α (noyaux d'hélium) produites par les réactions de fusion ; stabilité du plasma, flux neutronique ; (ii) le contrôle de la « combustion » et l'évacuation des « cendres » que constitue l'hélium produit.

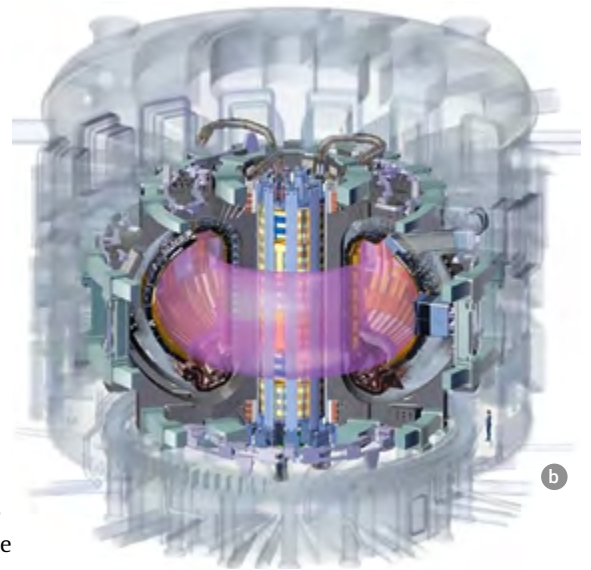
Les défis technologiques sont nombreux, et ITER sera le banc d'essai indispensable pour les principaux composants du futur réacteur électrogène. Citons : (i) les techniques de télémanipulation et de contrôle à distance ; (ii) le fonctionnement du *divertor*⁽⁶⁾ et le point très crucial de l'évacuation de la chaleur sur ses composants face au plasma, soumis à des flux de l'ordre de 10 MW/m² mais pouvant transitoirement dépasser 20 MW/m² ; (iii) le test des modules de



5. Le réacteur expérimental ITER

(a) Assemblage (25 janvier 2023).

(b) Vue schématique d'ITER, avec son solénoïde central. Cet énorme électro-aimant joue un rôle central dans l'initiation du courant et le contrôle de la forme du plasma durant l'opération.



couverture tritigène ; (iv) la fiabilité de tous les systèmes complexes de chauffage externe (injecteurs de « neutres » en particulier).

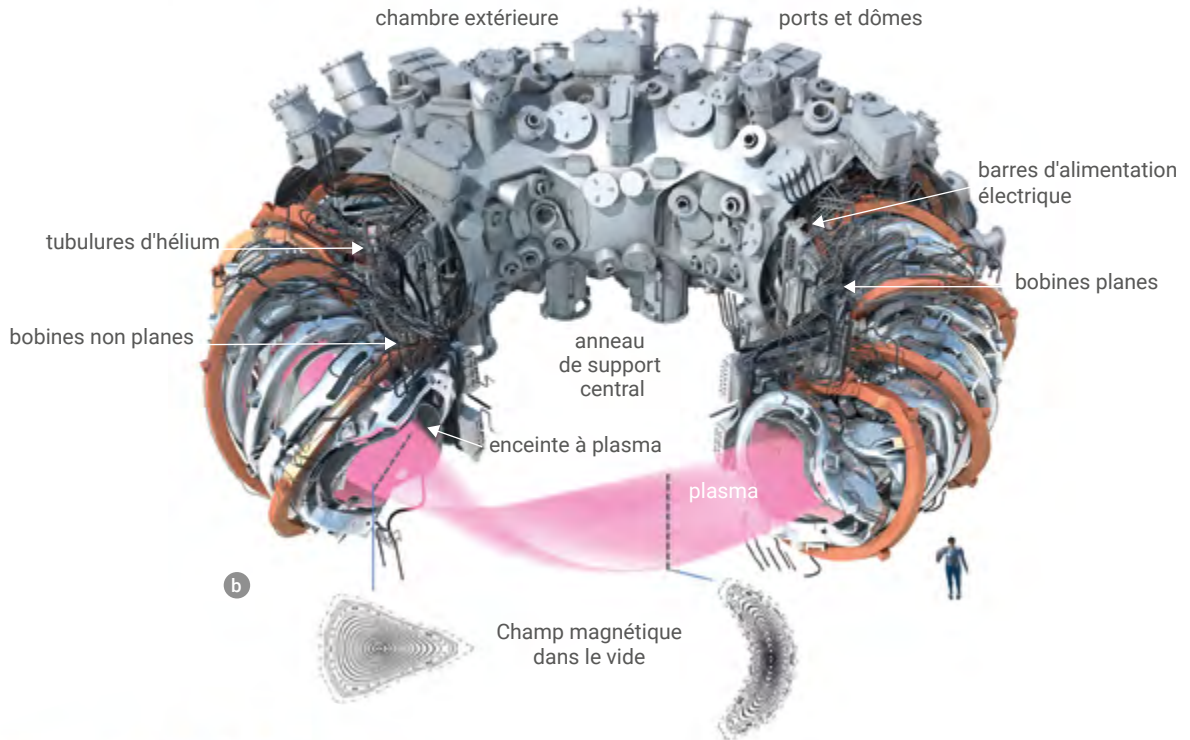
ITER doit pouvoir établir la faisabilité d'un réacteur à fusion commercial, et pour cela valider la plupart des solutions technologiques à mettre en œuvre. Le seul domaine, cependant essentiel, pour lequel une installation complémentaire sera nécessaire est celui de la mise au point de matériaux de structure capables de résister à des flux très élevés de neutrons de fusion de 14 MeV. Des pistes solides existent, mais nécessitent pour être testées et développées une installation spéciale, prévue dès le début du programme international ITER. Après la phase initiale d'étude qui vient de s'achever, la construction de cette installation spécifique, appelée IFMIF-DONES ("International Fusion Materials Irradiation Facility – Demo Oriented Neutron Source") devrait bientôt débuter à Grenade en Espagne.

Les approches alternatives au tokamak et les projets innovants

La voie stellarator et la machine Wendelstein 7-X

Nous avons indiqué dès le début de cet article pourquoi une configuration de type stellarator pouvait à terme se révéler avantageuse dans la perspective d'un réacteur commercial, en dépit d'une complexité de

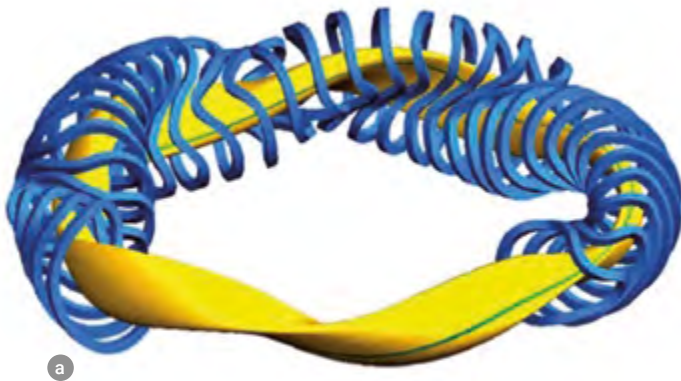
>>>



6. Le stellarator supraconducteur Wendelstein 7-X [4, 5].

(a) À gauche : dessin issu d'une modélisation numérique des bobines (en bleu) et du plasma (en jaune) [5].

(b) À droite : diagramme schématique du stellarator. Les bobines supraconductrices en NbTi (dont 50 sont non planes et 20 sont planes) sont refroidies à l'hélium liquide. Le grand rayon R_0 est de 5,5 m et le rapport d'aspect $A = R_0 / a$ de 10. Le volume du plasma est de 30 m³. La dernière surface de flux magnétique fermée est indiquée en magenta.



>>>

conception et de réalisation plus grande que pour les tokamaks. La machine la plus grande et la plus avancée de ce type au niveau mondial est le stellarator Wendelstein 7-X (fig. 6, www.ipp.mpg.de/w7x) en opération à Greifswald (Allemagne) depuis 2015. Il s'agit d'une configuration magnétique dite quasi-symétrique optimisée, avec, tout comme pour ITER, des bobines supraconductrices permettant un fonctionnement quasi-stationnaire.

Les résultats de la première campagne d'expériences sont très encourageants et ont déjà permis de confirmer qu'à égalité de taille et de champ magnétique les propriétés de confinement des stellarators sont aussi bonnes que celles des tokamaks.

2021, pour l'équiper de *divertors* à refroidissement actif (cf. note f), de nouvelles campagnes avec des décharges longues de 30 mn et à pleine puissance de chauffage vont pouvoir débuter. L'objectif final est de démontrer qu'une configuration stellarator est une alternative viable au tokamak, et de valider le dimensionnement et la configuration d'une machine de classe réacteur électrogène baptisée HELIAS.

Projets innovants et technologies de rupture

On assiste depuis peu à la création d'entreprises privées ou semi-privées ambitieuses de faire aboutir très rapidement des projets de réacteurs électrogènes, grâce à la mise en œuvre de technologies de rupture. La principale de ces technologies concerne

sans surprise la mise en œuvre des supraconducteurs dits à haute température (HTS), qui pourraient être refroidis à l'azote liquide et permettraient de doubler l'intensité du champ magnétique. Ce dernier point est essentiel, car la puissance de fusion varie en gros comme la quatrième puissance de cette intensité. Il serait alors possible de réduire considérablement la taille des machines, dont on a vu précédemment l'importance sur le temps de confinement de l'énergie. Pour illustrer ce grand tournant dans le monde de la fusion, nous donnons une brève description de deux projets, l'un pour une configuration de type tokamak et l'autre de type stellarator.

Le projet SPARC (<https://cutt.ly/cfs-fusion-energy>), porté par le MIT et la *start-up* Commonwealth Fusion System (CFS). Il résulte de la mise en commun des compétences bien établies des équipes du MIT dans le monde des tokamaks et des avancées



réalisées sur la mise en œuvre de supraconducteurs à haute température par CFS. SPARC est un tokamak compact de grand rayon 1,85 m, de petit rayon 0,57 m, avec un très fort champ magnétique de 12,2 T, et un courant plasma de 8,2 MA, avec lequel ils ambitionnent d'atteindre un facteur d'amplification $Q = 2...$ en 2025.

L'ambitieux projet de Stellarator « Chartreuse », porté par la *start-up* grenobloise Renaissance Fusion (<https://renfusion.eu/technology>). Là aussi, le premier objectif est la fabrication de bobinages supraconducteurs de type HTS, grâce à une technologie très innovante par dépôt et gravure, simplifiant grandement la construction d'une configuration de type stellarator. L'obtention de champs deux fois plus élevés permettrait en outre d'atteindre les conditions du réacteur en restant dans les dimensions de la machine W7-X. Ainsi, alors que pour HELIAS, avec un champ de 5 T, le grand rayon devrait atteindre 22 m, il ne serait que de 6 m pour Chartreuse avec un champ de 10 T. Mais Renaissance Fusion ambitionne également de relever un autre défi majeur pour le réacteur à fusion, en mettant en œuvre un écoulement de métal liquide sur la paroi interne du stellarator, pour assurer à la fois la génération du tritium et l'absorption des neutrons de fusion.

Conclusion

Des progrès considérables ont été réalisés depuis le début des recherches sur la maîtrise de l'énergie de fusion par confinement magnétique. Ces recherches entrent maintenant dans une étape décisive avec l'achèvement prochain de la construction d'ITER, qui permettra d'étudier les conditions où le plasma est dominé par la puissance des réactions de fusion. C'est le réacteur expérimental indispensable pour mettre au point les technologies clef en vue de développer de futurs réacteurs commerciaux.

Les investissements privés dans les projets innovants des *start-ups* laissent espérer des avancées sur les technologies de rupture, en particulier celle des aimants supraconducteurs à haute température sous très fort champ magnétique. En cas de succès de ces projets dans les dix années à venir, la mise en œuvre du premier réacteur couplé au réseau pourrait survenir plus rapidement que prévu.

À l'heure où l'hydrogène, s'il est produit massivement par électrolyse, est considéré devoir contribuer efficacement à la défossilisation de l'énergie, soulignons qu'un réacteur à fusion, de 1 GW électrique produirait 8 TWh d'électricité par an en fusionnant 100 kg de deutérium et 150 kg de tritium, et... permettrait de produire par électrolyse... 160 000 tonnes d'hydrogène ! ■

(a) Pour plus de détails sur ce critère fondamental, et plus généralement sur la fusion par confinement magnétique et le projet ITER, voir l'article de Jean Jacquinet [1].

(b) Cela correspond à la réaction de fusion : ${}^2\text{H} + {}^3\text{H} \rightarrow {}^4\text{He} (3,56 \text{ MeV}) + {}^1\text{n} (14,03 \text{ MeV})$, dans laquelle 20 % de l'énergie libérée est emportée par un noyau d'hélium (particule α) et 80 % par un neutron.

(c) Ce temps de confinement de l'énergie ne doit pas être confondu avec une durée de fonctionnement. Il correspond à un temps caractéristique de refroidissement du plasma après arrêt de l'apport en énergie, et mesure ainsi la qualité du confinement, de façon comparable au temps de refroidissement d'un logement à partir de la coupure du chauffage.

(d) Ou plutôt 100 kg de deutérium et 300 kg de lithium, car le tritium sera produit *in situ* par interaction entre les neutrons de fusion et du lithium.

(e) Toroïdale/poloïdale : respectivement suivant le grand cercle et le petit cercle du tore.

(f) L'augmentation de la taille caractéristique des machines abaisse le rapport surface sur volume, ce qui est favorable au bilan de puissance pour des réactions qui se produisent en volume, alors que les déperditions sont surfaciques.

(g) Ces composants face au plasma ont un rôle déterminant à jouer. Ils doivent absorber et évacuer les flux de chaleur et de particules issus du plasma. C'est un enjeu majeur pour un réacteur fonctionnant en régime continu, où ces composants soumis à des flux stationnaires de l'ordre du MW/m^2 doivent être activement refroidis. Cet enjeu revêt une importance particulière dans le cas du *divertor*, destiné à collecter la plus grande partie du flux de chaleur et de particules chargées sortant du plasma, soumis à des conditions de flux encore plus extrêmes.

“ ITER devrait être la première machine au monde à dépasser le [facteur d'amplification] fatidique $Q = 1$ et atteindre $Q = 10$ sur des décharges longues de 400 secondes, avec des plasmas produisant 500 MW de puissance de fusion pour 50 MW de puissance de chauffage externe.”



- 1• J. Jacquinet, « ITER et les recherches sur la fusion par confinement magnétique », *Reflets de la physique* **32** (2013) 19-25.
- 2• M. Decroisette, « La fusion thermonucléaire par laser », *Reflets de la physique* **21** (2010) 35-38.
- 3• J.-L. Bobin, « Il y a cinquante ans : les premières réactions de fusion nucléaire induites par laser », *Reflets de la physique* **67** (2020) 21-25.
- 4• F. Wagner, "Fusion energy", *MRS Energy & Sustainability*, **5**, 7 (2018) <https://doi.org/10.1557/mre.2018.8>.
- 5• T. Klinger *et al.*, "Performance and properties of the first plasmas of Wendelstein 7-X", *Plasma Phys. Control. Fusion*, **59** (2016) 014018. <https://doi.org/10.1088/0741-3335/59/1/014018>
- 6• J.-L. Boutard, « Réacteurs de fusion : le défi majeur des matériaux », *Reflets de la physique* **38** (2014) 22-27.



© Manuel Gruber. (Photo libre de droits, CC BY-SA 4.0).



© Sniit (Wikimedia Commons, CC BY-SA 4.0).



© Vincent van Zeijst. (Photo libre de droits, Wikimedia CC BY-SA 3.0).

Photos, de haut en bas :

- Vue de la Gigafactory Nevada, usine géante de production de batteries lithium-ion et de voitures électriques Tesla, située à Storey County, près de Reno (Nevada, USA).
- Prototype d'une installation de "power-to-gas" à Dresde (Allemagne) dans le cadre du projet européen HELMETH. À gauche : méthanateur. À droite : électrolyseur.
- Lignes électriques à haute tension dans la municipalité de Al Khor, dans le nord du Qatar.

Gestion des sources électrogènes non pilotables

Après une introduction présentant les enjeux et les défis des sources renouvelables électrogènes non pilotables, voici les sujets abordés dans cette quatrième partie :

- Le premier article, de Dominique Grand *et al.*, permet de prendre de façon approfondie la mesure des ordres de grandeur et des contraintes posées par l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes (essentiellement le solaire photovoltaïque et l'éolien) dans le mix électrique.
- Les batteries électrochimiques sont l'un des moyens privilégiés de stockage. Elles apportent en outre une solution à l'électrification des véhicules et des transports. L'état de l'art pour ce type de stockage, ainsi que les perspectives de développement sont discutés dans le deuxième article de cette partie, proposé par Fabien Perdu.
- Une alternative au stockage électrochimique pourrait résider dans la conversion de l'énergie électrique en fluides combustibles. Ceci est discuté par Georges Sapy dans le troisième article. Le cas particulier de l'hydrogène, dont le rôle en tant que vecteur énergétique est amené à croître, est présenté à part.
- Un impact majeur sur le système électrique dans son ensemble est à attendre en cas de fort développement des sources renouvelables électrogènes. Les modalités et les dynamiques de production impliqueraient en effet de grandes modifications dans les infrastructures et la gestion dynamique du réseau électrique, sous peine de mettre en danger la stabilité de l'ensemble. Cet autre défi majeur, ainsi que les réseaux intelligents, sont discutés par Georges Sapy dans les deux derniers articles de cette quatrième partie.

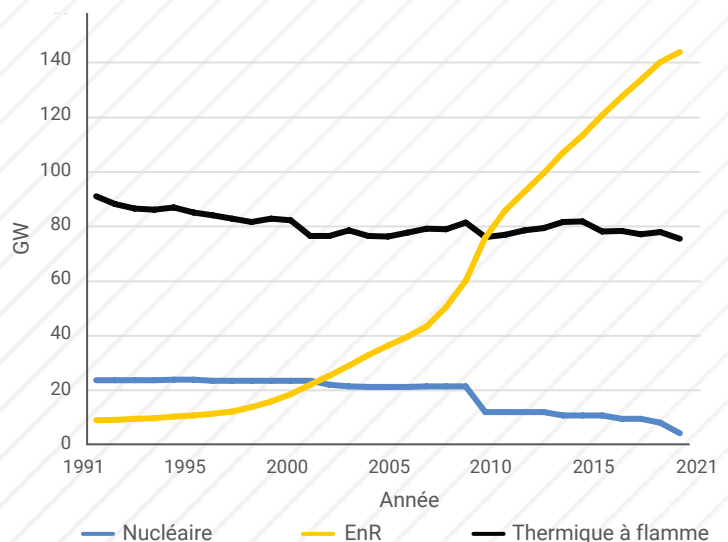
Sources électrogènes non pilotables : enjeux et défis

Le rôle croissant qu'est amenée à jouer l'énergie électrique, déjà discuté dans la deuxième partie de ce numéro, nous conduit maintenant à analyser les conséquences et les défis posés par un développement corrélatif des sources électrogènes variables ou intermittentes, non pilotables.

Il est une particularité essentielle de l'énergie électrique en tant que vecteur énergétique : elle n'est pas une énergie de stock. Elle doit être consommée au moment où elle est produite. Son utilisation différée implique sa conversion en d'autres formes d'énergie : mécanique (hydraulique), électrochimique, fluides combustibles, etc.

En prélude à l'analyse qui va suivre, pour prendre la mesure des défis posés par le développement des sources renouvelables non pilotables, observons l'évolution du mix électrique allemand (fig. 1).

Cet exemple est éloquent, car il montre clairement que le réseau électrique doit à tout moment pouvoir recevoir le débit d'énergie appelé par la demande. Si les sources non pilotables sont incapables de répondre (quand il n'y a pas assez de soleil ou de vent), alors nécessairement les sources pilotables (hydraulique, thermique à flamme, nucléaire) doivent prendre le relais. Quelle que soit la production annuelle cumulée ou la puissance intermittente installée, la puissance pilotable doit toujours pouvoir répondre au débit d'énergie



a

1. Mix électrique allemand : évolution des puissances installées (a) et des productions (b). En dépit d'une multiplication par un facteur 10 de la capacité installée en énergies renouvelables (EnR), aucune baisse de la puissance n'est observée pour le thermique à flamme, source pilotable, dont la production pourtant diminue. On note en outre une nette remontée de la production à partir de charbon et de lignite (flèche rouge sur la figure b), couplée à la sortie du nucléaire.



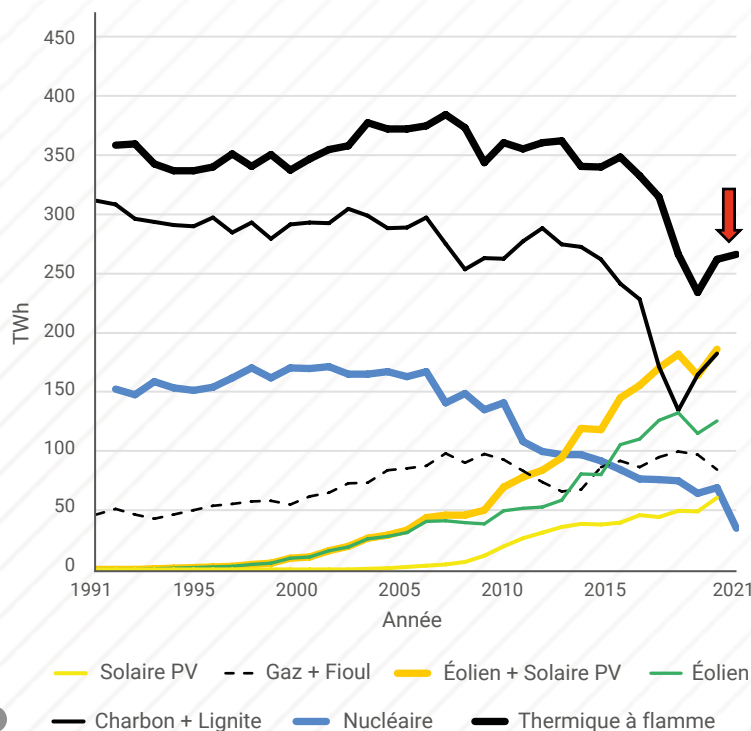
© BSMPS, Wikipedia, CC BY-SA 4.0

La centrale thermosolaire Andasol, située dans la province de Grenade (Andalousie, Espagne). Elle utilise la technologie de stockage de chaleur dans des réservoirs de sel fondu à 400°C, afin de pouvoir aussi produire de l'électricité la nuit ou le jour, quand le soleil ne brille pas. Elle génère 175 à 180 GWh d'énergie électrique par an.

maximum. En France, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE impose ainsi une capacité de sécurité correspondant à une « puissance de pointe moyenne », valant actuellement 94,3 GW. Il est alors nécessaire de disposer d'un double système, quel que soit le taux de pénétration des sources renouvelables non pilotables.

Outre le déficit de production auquel doivent suppléer les sources pilotables, les sources électrogènes renouvelables variables ou intermittentes génèrent au long de l'année un surplus de production qu'il conviendrait de stocker. Ce stock serait naturellement extrêmement utile s'il était capable d'approvisionner le système pilotable au moment

opportun. Pour prendre conscience des ordres de grandeur, imaginons, pour un réseau électrique français alimenté à 100 % par des sources renouvelables intermittentes, une succession de trois jours sans aucune production. Le système de sauvegarde ("backup") devrait alors pouvoir délivrer de l'ordre de 5 TWh, avec un débit moyen d'environ 70 GW. Si cette production ne pouvait être assurée, ni par du nucléaire ni par des centrales thermiques à flamme alimentées en gaz naturel, mais par des centrales thermiques brûlant de l'hydrogène produit par électrolyse à l'aide de ce surplus, quelle quantité faudrait-il avoir stocké ? En prenant en compte les rendements de conversion, il faudrait disposer d'un stock de l'ordre de 0,25 Mt d'hydrogène, dont la production aurait nécessité la consommation d'environ 15 TWh d'électricité, soit trois fois le volume du déficit pour ces trois journées. On peut alors penser à d'autres moyens de stockage, dont l'hydraulique et les batteries. Avant la discussion détaillée qui va suivre, il faut prendre conscience de l'énormité du défi, en réalisant que l'énergie contenue dans toutes les batteries du monde, toutes espèces confondues, est de l'ordre de 1 TWh... ■



b

Dans quelles conditions fonctionnerait le mix électrique prévu pour la France par la loi sur la transition énergétique ?

Dominique Grand⁽¹⁾ (dominiuegrand@gmail.com), Christian Le Brun, André Latrobe et Roland Vidil⁽¹⁾

GIRE (Groupe pour une expertise indépendante et rationnelle sur l'énergie), Grenoble

(1) Hydro21 (Centre européen de l'hydroélectricité, www.hydro21.org)

La transition énergétique prévoit de réduire à 50 % la part du nucléaire dans le mix électrique, pour augmenter celles de l'éolien et du solaire. Or, ces énergies intermittentes nécessitent des moyens pour rééquilibrer le réseau. Nous en dégagons les ordres de grandeur, grâce à une méthode initiée pour la transition énergétique allemande (Energiewende).

En ce qui concerne le mix retenu pour la France, un quart de la production intermittente, 44 TWh, devrait être transféré entre périodes de surplus et de manque. Ce serait possible avec un stockage de grande taille – 15 TWh de volume et 45 GW de puissance – qui malheureusement dépasse largement les moyens connus (barrages hydroélectriques, batteries...). Sans ce stockage, les centrales à combustibles fossiles pallieraient la demande, dégradant ainsi l'empreinte carbone. Ceci se voit déjà dans les résultats de la décennie écoulée en Allemagne et en Europe.

L'électricité est un vecteur d'énergie en expansion au niveau mondial, car elle alimente les nouveaux usages et permet de décarboner le transport et le chauffage dans les villes et les mégapoles. Aussi, la production d'une électricité faiblement émettrice de CO₂ et de polluants est un enjeu majeur. Dans ce contexte, les sources d'énergie éolienne et solaire bénéficient d'un préjugé favorable, et leurs installations se multiplient. L'Union européenne favorise leur développement. En France, la loi sur la transition énergétique, engagée en 2015, vise à

leur donner la part d'électricité gagnée sur la production nucléaire, réduite de 75 % à 50 %.

Notre étude aborde le fonctionnement de ce futur mix électrique, contenant une part accrue de productions tirées des flux intermittents solaires et éoliens. Elle est fondée sur une méthode initiée par Friedrich Wagner pour étudier le cas de l'Allemagne [1], pays déjà fortement engagé dans les productions éolienne et solaire. Vu l'intérêt des résultats obtenus par cette méthode, nous avons décidé de l'appliquer au cas français [2].

Mix électrique avec 35 % d'éolien et de solaire

Pour la France, le mix électrique annuel retenu est l'état visé au terme d'une transition énergétique qui, pour une année cible autour de 2035, ferait croître l'éolien et le solaire à 35 % de la production annuelle, en réduisant le nucléaire à 50 %. En termes de quantités annuelles d'électricité :

- la production intérieure d'électricité serait inchangée : 548 TWh (valeur de 2013) ;

© Vaitas Arunas Gineitis. (Photo libre de droits, Wikimedia CC BY-SA 3.0)

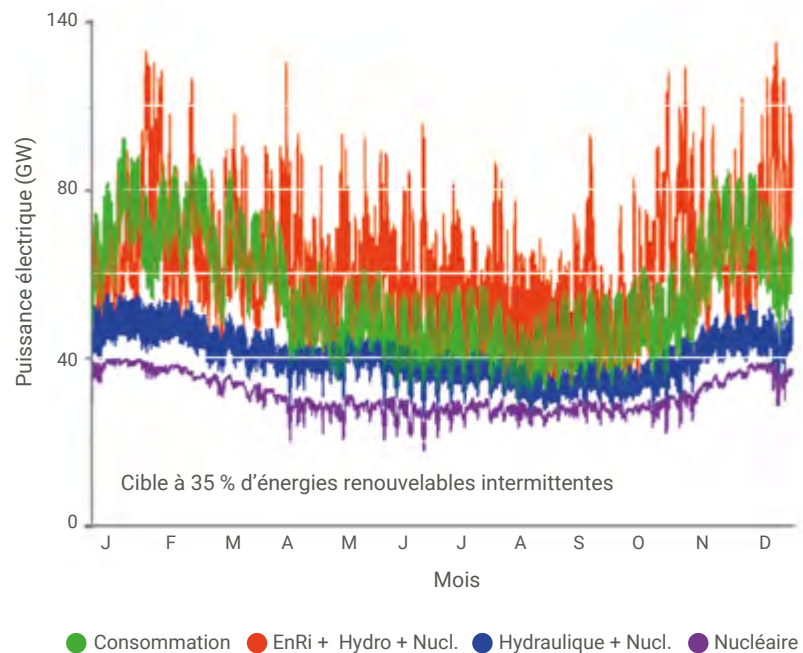


Centrale de pompage-turbinage (STEP) de Kruonis en Lituanie,

- le nucléaire serait ramené à 50 % du total : 274 TWh (contre 403 TWh en 2013) ;
- la production hydroélectrique (60 TWh) et la combustion de biomasse et de déchets (21 TWh) seraient inchangées ;
- l'éolien et le solaire produiraient le reste : 193 TWh (contre 21 TWh en 2013), soit un peu plus de 35 % du total.

Pour analyser comment ce mix à 35 % pourrait s'accommoder de l'intermittence des sources éolienne et solaire, nous partons des puissances enregistrées sur le réseau par RTE (le gestionnaire du réseau) et publiées pour chaque demi-heure de l'année 2013. Les puissances enregistrées en 2013 sont transposées au mix 35 % par homothétie des puissances électriques enregistrées chaque demi-heure, avec des facteurs multiplicatifs de 10 pour l'éolien et 7,5 pour le solaire, soit une répartition 80 % éolien et 20 % solaire qui minimise le transfert annuel d'électricité intermittente [1, 2]. Le résultat de l'année cible sur le réseau français est donné sur la figure 1.

>>>



1. Valeurs des puissances transitant sur le réseau français chaque demi-heure d'une année du mix à 35 %. Consommation (courbe verte). Productions : base nucléaire (courbe violette), à laquelle sont ajoutées les productions hydroélectrique et biomasse (désignées par Hydraulique – courbe bleue), et enfin les énergies renouvelables intermittentes (EnRi, regroupant éolien et solaire – courbe orange).

>>>

Cette figure montre les fortes fluctuations de la production totale provoquées par les énergies renouvelables intermittentes (EnRi). Les fluctuations augmentent d'une décade quand on passe de la production cumulée nucléaire et hydroélectrique (courbe bleue) à la production totale avec les EnRi (courbe orange). Cette dernière fluctue trois fois plus que la consommation (courbe verte).

Il est parfois objecté que l'extrapolation au mix 35 % des données de l'année 2013 exagérerait l'amplitude des fluctuations. Un supposé foisonnement les atténuerait. Suivant cette thèse, les fluctuations se neutraliseraient avec la multiplication de sources éoliennes et solaires connectées à un réseau électrique européen conducteur parfait (la plaque de cuivre). Cette thèse n'est pas vérifiée dans les faits, car les productions restent corrélées à la taille réduite du continent européen. C'est une évidence pour le solaire, car l'Europe ne dépasse pas deux fuseaux horaires. Mais c'est aussi vrai pour les productions éoliennes, car les structures de l'atmosphère s'étendent sur un millier de kilomètres et, lorsqu'une situation anticyclonique s'installe, elle couvre la plupart des pays de l'Europe, les privant de production éolienne. Ceci a été montré par plusieurs travaux cités en [2], et précisé dans une étude récente de l'association VGB Power Tech sur 18 pays européens [3]. Nous l'avions aussi observé dans une comparaison entre Allemagne et France [4] et tout récemment [5].

Nouveaux besoins émergents du mix à 35 % d'énergies renouvelables

Pour quantifier les résultats du mix à 35 % d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi), on compare les productions éolienne et solaire à la quantité qui devrait être produite pour égaler la consommation, une fois retirées les productions de l'hydraulique, de la biomasse et du nucléaire. Cette quantité est appelée « charge restante » par la suite.

Pour l'année cible, la charge restante et la production des EnR intermittentes sont égales à 193 TWh en valeurs annuelles. En revanche, pour

les valeurs instantanées, à intervalles d'une demi-heure, la puissance requise pour la charge restante n'est pas égalée sauf, rare exception, par la puissance produite par les EnRi [2].

Deux cas d'inégalité apparaissent dans l'historique des puissances :

- puissance des EnRi supérieure à celle de la charge restante, cause d'un surplus ;
- puissance des EnRi inférieure à la charge restante, d'où manque de production.

Aussi, des moyens pilotables, dont la puissance peut être modulée à volonté, doivent être ajoutés à la production des EnRi pour rétablir l'équilibre du réseau : prélever l'énergie de surplus, la stocker, puis l'utiliser pour combler les manques. Nous appelons « stockage idéal » l'ensemble de ces moyens, dont la composition est donnée plus loin.

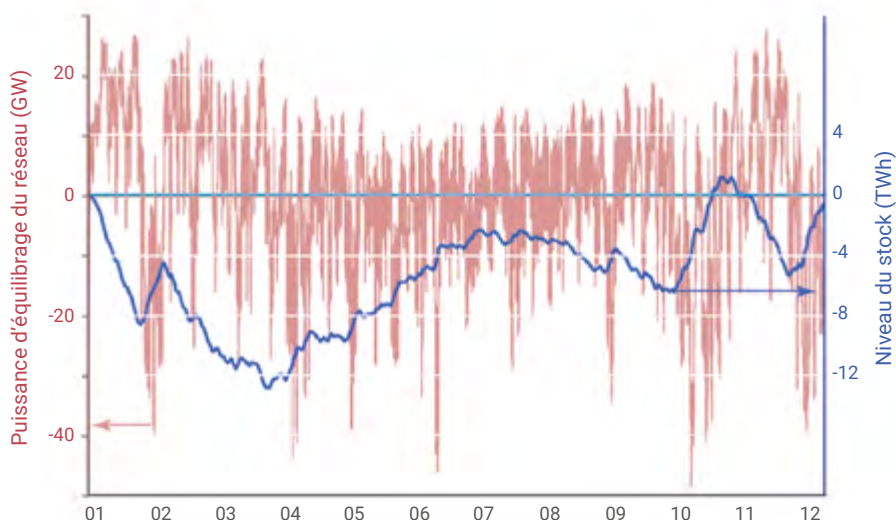
Dimensionnement d'un stockage idéal

Un stockage idéal, sans perte, permettrait à lui seul de remplir cette fonction d'équilibrage. La figure 2 décrit son fonctionnement sur l'année.

La courbe rose représente la puissance du courant électrique échangée pendant une demi-heure entre le stockage et le réseau pour maintenir

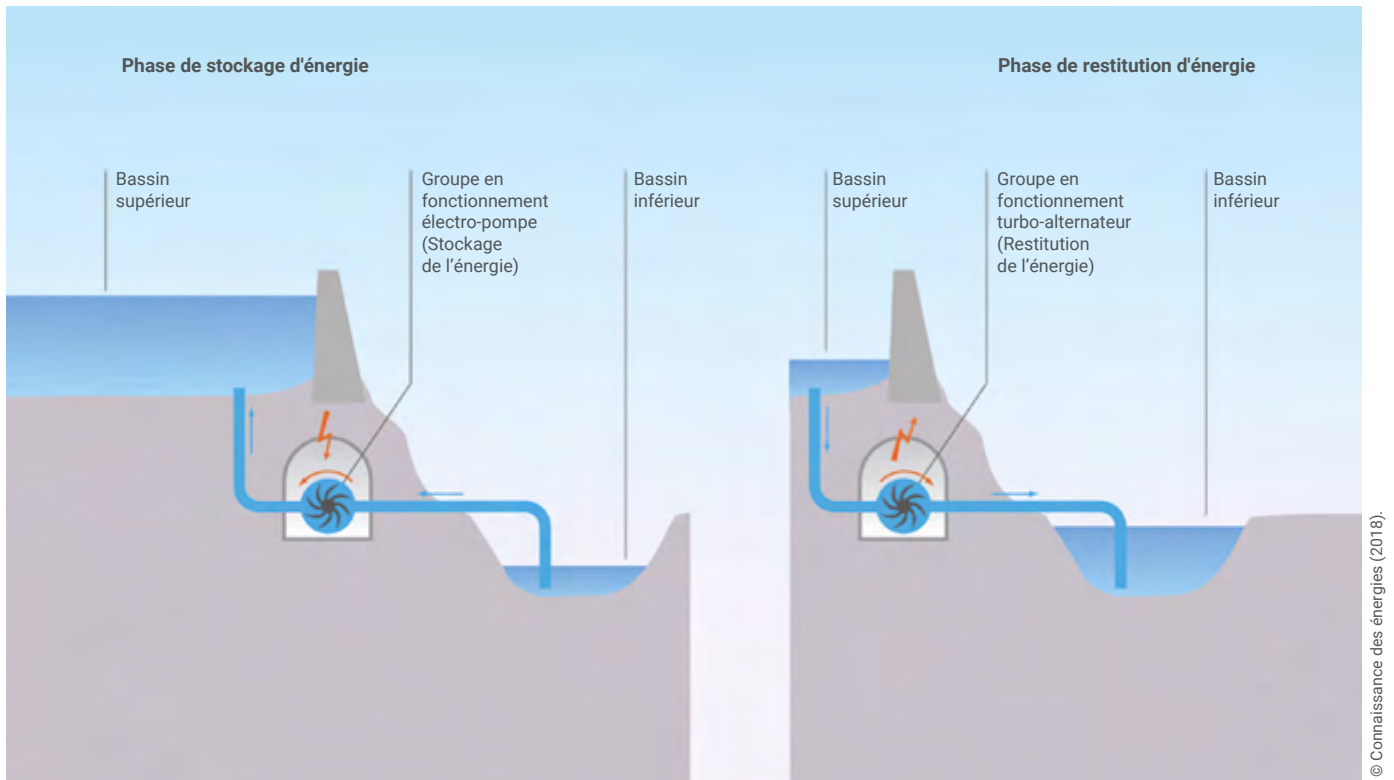
son équilibre. Cette puissance est positive quand, sortant du stockage, elle complète la production pour combler un manque. Elle est négative quand le stockage extrait du réseau la puissance en surplus. Dans ce dernier cas, la puissance à extraire peut atteindre 45 GW. L'effacement des sources intermittentes permettrait de réduire la valeur absolue de cette puissance. En revanche, la puissance positive maximale, 25 GW, est une production qui doit être atteinte pour maintenir l'équilibre du réseau. L'intégration temporelle des séquences de puissance positive aboutit à une production annuelle de 44 TWh, qui comble les manques. Cette production provient de la restitution de l'énergie de 44 TWh, prélevée lors des séquences de surplus.

Entre prélèvement et restitution, l'énergie doit être stockée. Pour fonctionner continuellement sur l'année, le stockage doit avoir un volume suffisant pour contenir le niveau variable du stock d'énergie sur l'année. La courbe bleue de la figure 2 donne le niveau du stock et résulte de l'intégration temporelle de la puissance entrant ou sortant du stockage. L'amplitude entre le maximum et le minimum de la courbe, 15 TWh, détermine le volume minimal du stockage pour qu'il soit disponible toute l'année.



2. Fonctionnement du stockage idéal sur les douze mois de l'année.

Courbe rose et axe à gauche : puissance (GW) demi-heure positive (production) ou négative (prélèvement). Courbe bleue et axe à droite : niveau d'énergie dans le stock.



© Connaissance des énergies (2018).

3. Principe de fonctionnement d'une centrale STEP (Station de transfert d'énergie par pompage). En mode pompe moteur, le groupe hydro-électrique réversible consomme de l'électricité pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. En mode turbine-alternateur, il produit de l'électricité lors du transfert d'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur.

La validité de la méthode utilisée pour dégager les ordres de grandeur est confirmée par la consistance des résultats obtenus avec des mix différents (Allemagne avec 72 % ou 86 % d'EnRi, France avec 35 %), en partant d'historiques de puissance d'années différentes (2010, 2012, 2013). Leur synthèse, réalisée avec F. Wagner [4], montre que l'énergie à transférer annuellement des périodes de surplus aux périodes de manque représente un quart de la production des EnRi (à condition de minimiser ce transfert grâce à un mix optimal des EnRi, avec 80 % d'éolien et 20 % de solaire [1, 2]).

Les solutions pratiques pour ce stockage

En résumé, le « stockage idéal » devrait absorber jusqu'à 45 GW de puissance lors des surplus et produire jusqu'à 25 GW pendant les manques. Pour transférer 44 TWh des surplus aux manques au cours de l'année, le stockage doit disposer

d'un volume d'au moins 15 TWh et de productions pilotables. Les différentes solutions envisageables dans les décennies à venir sont passées en revue, et leur capacité à répondre à ce cahier des charges évaluée dans la suite de cet article.

Compter sur les pays voisins

C'est un moyen de stockage pratiqué à ce jour par le Danemark et l'Allemagne. Les pays scandinaves importent une grande partie de l'électricité éolienne de ces deux pays et, quand le vent fait défaut, ils y exportent l'hydroélectricité modulable. Ce système fonctionne tant qu'il reste des sources pilotables en abondance dans les pays voisins, mais saturera avec la généralisation des sources intermittentes. En effet, pour les raisons mentionnées plus haut, il y a une forte corrélation entre les périodes de manques et de surplus à l'échelle de l'Europe pour le solaire, l'éolien terrestre comme marin, qui suivent les mêmes variations temporelles [3, 5].

Apport de l'hydroélectricité

Les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) offrent la plus grande capacité de tous les moyens de stockage, ainsi qu'un des meilleurs rendements avec 80 % : l'eau sortant de la centrale y est récupérée dans un réservoir (bassin inférieur), d'où elle peut être relevée vers le barrage en amont (bassin supérieur) par pompage pendant les surplus d'électricité afin d'être de nouveau turbinée pendant les périodes de manque (fig. 3). Au total, la France dispose d'une puissance de STEP de 4,2 GW et d'une capacité d'environ 0,1 TWh. Il faudrait multiplier cette capacité par 150 pour atteindre la capacité du stockage idéal. Un doublement de la capacité serait un succès, compte tenu de la difficulté de trouver de nouveaux sites. Pour la puissance installée, l'objectif est moins éloigné, les STEP représentant entre un sixième et un dixième du besoin. Aujourd'hui, le pompage absorbe 7 TWh. Transférer 10 TWh des périodes de surplus

>>>

“Transférer 10 TWh des périodes de surplus vers les périodes de manque semble possible en utilisant pleinement la flexibilité [des STEP], mais cela ne représente qu’un quart du besoin.”

>>>

les périodes de manque semble possible en utilisant pleinement la flexibilité de l’hydroélectricité, mais cela ne représente qu’un quart du besoin.

Stockage par les particuliers ajustant leur consommation

Avec le développement de la mobilité électrique, on peut espérer que les voitures particulières soient utilisées comme stockages décentralisés et mobiles. Ceci nécessite le développement d’un parc de véhicules électriques dont le volume de batteries pourra être utilisé partiellement pour gérer l’intermittence, en plus de son utilisation principale, la mobilité, et à la condition que les véhicules soient connectés quand ils ne roulent pas. Avec ce moyen et d’autres d’ajustement de la consommation, on peut espérer atteindre un transfert d’environ 8 TWh [6].

Stockage au long court avec du gaz

Puis il faut recourir au stockage sur de longues périodes, en convertissant l’électricité en hydrogène utilisé ensuite dans des piles à combustible pour produire l’électricité. Le rendement théorique de l’ensemble de

l’opération est au mieux de 50 %. Au prix d’une opération supplémentaire, on peut faire du méthane, plus simple à stocker, mais le rendement tombe alors à 30 % (voir l’article de G. Sapy, p. 129). Les systèmes industriels n’existent pas encore et devront offrir un usage autre que le seul stockage d’électricité pour justifier leur développement certainement coûteux.

Moyens pilotables

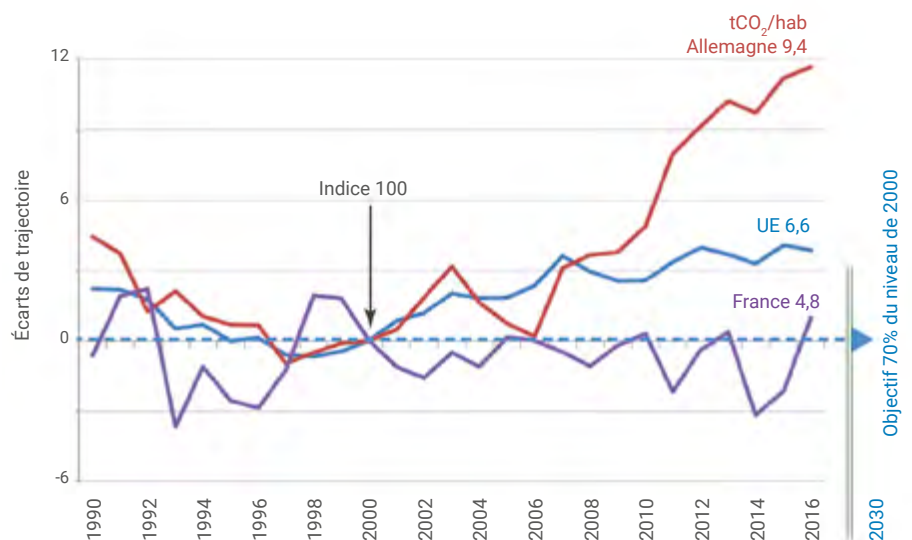
Tous les moyens envisageables ayant été mobilisés pour gérer l’intermittence, il resterait plus de la moitié des 44 TWh à produire lors des manques. La flexibilité de l’hydraulique ayant été déjà prise en compte, il reste celle du nucléaire avec une partie du parc permettant le suivi de charge, comme le montre la figure 1. Ensuite, ce sont les centrales à combustibles fossiles qui devront prendre le relais.

Les émissions de CO₂

Comment le bilan carbone de ce nouveau mix peut-il être évalué ? Les résultats précédents montrent que des moyens pilotables utilisant des combustibles fossiles restent

nécessaires pour assurer l’équilibre du système, d’autant plus qu’on réduit la contribution du nucléaire. Les limites d’un déploiement massif de l’éolien et du solaire commencent à être abordées dans le débat public, d’autant plus que l’Union européenne ne parvient pas à tenir ses engagements de réduction des émissions de CO₂.

La figure 4 montre l’évolution de 1990 à 2016 d’un indice défini par la Commission européenne pour le suivi de l’empreinte carbone des pays de l’UE. L’émission de CO₂ induite par sa consommation d’énergie est en moyenne de 6,6 tonnes par an et par habitant pour un Européen en 2016. Elle est de 4,8 t pour un Français et de 9,4 t pour un Allemand (données 2016 indiquées à droite des courbes), alors que les consommations d’énergie sont quasiment égales. Pour vérifier que les pays suivent le même rythme de réduction défini pour l’Europe indépendamment du niveau, l’émission de chaque pays en 2000 a été ramenée à un indice égal à 100. Pour atteindre en 2030 un objectif de réduction de 40 % des émissions de CO₂ par rapport à celles de 1990 (30 % par rapport à celles de 2000), les résultats des pays devraient



4. Évolution de 1990 à 2016 de l’empreinte carbone de l’énergie consommée par habitant pour l’Union européenne, l’Allemagne et la France par rapport à l’objectif fixé pour 2030. Un indice établi à 100 en 2000 permet de comparer les évolutions de cette empreinte, indépendamment de son niveau. L’axe horizontal dirige vers l’objectif de réduction en 2030 de 40 % des émissions par rapport à 1990 (de 30 % par rapport à 2000). En ordonnée, est porté l’écart des évolutions mesurées par rapport à cette tendance. (Données Eurostat, Commission européenne)

s'aligner sur l'axe horizontal du graphique de la figure 4. (N.B. : Depuis la rédaction de cet article, l'objectif de réduction a été fixé à 55 % d'ici 2030 par rapport à 1990).

L'ordonnée donne l'écart par rapport à cette trajectoire de baisse. Quand les valeurs observées passent en dessous de l'axe dans le demi-plan inférieur, les émissions baissent plus vite que le rythme fixé. Au contraire, quand la trajectoire passe dans le demi-plan supérieur, les émissions baissent insuffisamment par rapport à l'objectif, ce qui peut être résumé comme une dégradation de l'indice du pays. Le fait notable est la dégradation de l'indice de l'Allemagne à partir de 2000. Il en est de même de l'indice de l'Union européenne à un degré moindre. L'indice de la France oscille autour de l'axe.

Or, l'aggravation de l'empreinte carbone de l'Allemagne est concomitante avec un déploiement massif de l'éolien et du solaire et l'arrêt du nucléaire. Ainsi, une opinion largement répandue selon laquelle les renouvelables (éolien et solaire) assureraient la réduction des émissions anthropiques de CO₂ se révèle démentie par les faits. Ceci se comprend quand on se rend compte de la difficulté (vue plus haut) posée par l'intermittence. Déployer massivement l'éolien et le solaire sans avoir mis en place les moyens pilotables à faible empreinte carbone complémentaires, conduit à dépendre de centrales à combustibles fossiles qui augmentent les émissions de CO₂. Avec un parc hydraulique plus important que l'Allemagne et un développement plus limité des ENR intermittentes, la France a évité cet écueil. Pour l'avenir, il faut d'abord agir sur les sources principales de CO₂ (habitat et transport) et développer les sources d'électricité pilotables à faible empreinte carbone.

Conclusion

Éolien et solaire photovoltaïque sont les deux sources d'énergies renouvelables qui peuvent accroître leur part du mix électrique en Europe, après que le potentiel de l'hydroélectricité y ait été largement exploité. Leur image, largement positive dans

le public, a incité à leur déploiement massif, d'abord en Allemagne à partir de 2000, puis dans l'Union européenne par mimétisme. La France a entrepris une réduction du nucléaire qui permettrait d'ouvrir une part croissante de la production électrique à ces sources. Malheureusement, ces décisions sont venues sans que des études aient été faites — ou au moins rendues publiques — pour évaluer le fonctionnement d'un mix avec 35 % de production d'énergies intermittentes dépendant de flux naturels aléatoires. L'étude de F. Wagner publiée en 2012 pour l'Allemagne et la nôtre pour la France, deux ans plus tard, ont été engagées dans ce contexte en vue d'obtenir au moins les traits principaux et les ordres de grandeur du fonctionnement de ce mix.

Un trait commun se dégage : la nécessité de transférer un quart de la production intermittente des périodes de surplus vers les manques. Le mix à 100 % renouvelable, pour une consommation limitée à 422 TWh, nécessiterait de transférer plus de 90 TWh, soit plus du double du mix étudié ici [6, 7]. Dans l'idéal, un stockage sans perte permettrait ce transfert. Même avec une part des EnRi

limitée à 35 %, la taille du stockage s'élèverait à deux cents fois le potentiel des STEP françaises. D'autres moyens pourraient être ajoutés mais, dans tous les cas, il y a une forte disproportion entre les besoins théoriques et les moyens existants. De plus, les dispositifs réels n'ont pas le rendement parfait supposé du stockage idéal de référence. Avec 80 %, les STEP ou les batteries présentent le meilleur rendement, inatteignable par le stockage dans un gaz (hydrogène ou méthane), aux rendements situés autour de 30 %.

En l'absence de ces moyens et du nucléaire qui peut assurer une part de la flexibilité, le recours aux centrales thermiques à combustibles fossiles reste incontournable. Les évolutions comparées des émissions de CO₂ dans les pays européens montrent que l'Allemagne, en pointe sur le développement des EnRi, s'éloigne de ses objectifs de réduction des émissions de CO₂ depuis plus de dix ans et entraîne l'UE dans cette dérive. Il en résulte différentes alertes sur le non-respect par l'UE de ses engagements. Un développement rationnel des EnRi devrait être précédé par la mise en place de moyens neutres en carbone, capables de gérer l'intermittence. ■



- 1• F. Wagner, "Electricity by intermittent sources: an analysis based on the German situation 2012", *Eur. Phys. J. Plus* **129**:20 (2014).
- 2• D. Grand, C. Le Brun et R. Vidil, « Intermittence des énergies renouvelables et mix électrique », *Techniques de l'Ingénieur*, IN-301 (2015).
- 3• T. Linnemann et G.S. Vallana, "Wind energy in Germany and Europe", *Atw. Internationale Zeitschrift für Kernenergie* **64**(3) (2019) 141-148.
- 4• D. Grand, C. Le Brun, R. Vidil et F. Wagner, "Electricity production by intermittent renewable sources: a synthesis of French and German studies", *Eur. Phys. J. Plus* **131**: 329 (2016).
- 5• D. Grand et M. Fontecave, « Le foisonnement éolien : les limites d'un mix électrique à forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes », *Comptes Rendus Chimie*, **26** (2023) 63-75. DOI : 10.5802/crchim.232
- 6• D. Grand, C. Le Brun et R. Vidil, « Un mix électrique à 100 % renouvelable : avec quelles conséquences ? », *La revue de l'énergie* **631** (2015) 192-206.
- 7• M. Fontecave et D. Grand, « Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes », *Comptes Rendus Chimie*, **24**(2) (2021) 331-350. (<https://doi.org/10.5802/crchim.115>).

Quelle place pour les batteries dans une transition bas carbone ?

Fabien Perdu (fabien.perdu@cea.fr)

Département de l'électricité et de l'hydrogène pour les transports (DEHT), LITEN
CEA Grenoble, 17, avenue des Martyrs, 38000 Grenoble

Plusieurs pans de la « transition énergétique », en particulier l'évolution du secteur électrique et l'électrification des transports, reposent sur le stockage d'énergie et notamment sur les batteries.

Après avoir décrit la constitution et le fonctionnement d'une batterie lithium-ion, nous analysons les progrès espérés et l'impact environnemental de ces batteries dans le cas d'un déploiement massif. Enfin, nous tentons de mieux cerner les usages pour lesquels les batteries sont vraiment pertinentes et ceux pour lesquels il convient de trouver des solutions complémentaires.

Composition et fonctionnement d'une batterie lithium-ion

Une batterie présente deux électrodes séparées par un électrolyte, conducteur ionique mais isolant électrique. Les premières batteries au lithium utilisaient du lithium métallique à l'électrode négative (l'anode) et un composé métallique insérant le lithium avec une bonne énergie de liaison à l'électrode positive (la cathode). Mais, à la recharge, le lithium qui se redépose sous forme métallique le fait de façon désordonnée (dendrites, mousse) et, au fil des cycles, finit par créer des courts-circuits entre les deux électrodes, réduisant la durée de vie et menaçant la sécurité de l'utilisateur.

Deux parades ont été trouvées. La première consiste à utiliser un électrolyte solide, qui bloque la formation des dendrites. Les seules batteries commercialisées aujourd'hui sur ce principe sont celles de l'entreprise Blue Solutions, qui étaient utilisées dans les véhicules Autolib.

Mais leur électrolyte présente des limites en tension (ce qui réduit la densité d'énergie) et ne fonctionne qu'au dessus de 60°C, ce qui impose de garder les voitures branchées en permanence, avec une dépense d'énergie de l'ordre de 25 % par jour pour les maintenir en température. Les recherches foisonnent sur de nouveaux électrolytes de type céramique, verre ou polymère, pour arriver à la batterie « tout solide ». Celle-ci est souvent affublée de toutes les qualités (densités d'énergie et de puissance, durée de vie, sécurité, coût...). En réalité, aucun de ces gains n'est aujourd'hui acquis ; mais le plus important concerne la sécurité, car l'emballement thermique d'une batterie, événement redouté, implique dans les premiers stades la décomposition de son électrolyte liquide.

La seconde parade consiste à éliminer le lithium métal de l'électrode négative, en l'insérant dans un autre matériau dont l'énergie de liaison est bien plus faible que celle de l'électrode positive. Généralement, il s'agit de graphite.

Comme le lithium n'est alors que sous forme insérée ou sous forme ionique, mais jamais métallique, ces nouvelles batteries sont appelées lithium-ion. Commercialisées dès 1991, elles ont fait des progrès continus par l'amélioration des matériaux actifs, mais aussi par l'optimisation des procédés de fabrication, qui ont permis de réduire les épaisseurs des matériaux inactifs (électrolyte, collecteurs de courant...) et ainsi d'optimiser la densité d'énergie. Aujourd'hui, les matériaux d'électrode positive les plus performants sont des oxydes lamellaires de type NMC (nickel, manganèse, cobalt) ou NCA (nickel, cobalt, aluminium). Un autre matériau, moins cher et utilisant un métal plus abondant, est le LFP (phosphate de fer LiFePO_4). Il présente une densité d'énergie nettement plus faible ($160 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$ au lieu de $260 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$), mais une meilleure durée de vie et une meilleure sécurité. Les progrès récents obtenus sur les batteries LFP permettent de réduire l'écart en densité d'énergie avec les NMC, notamment à

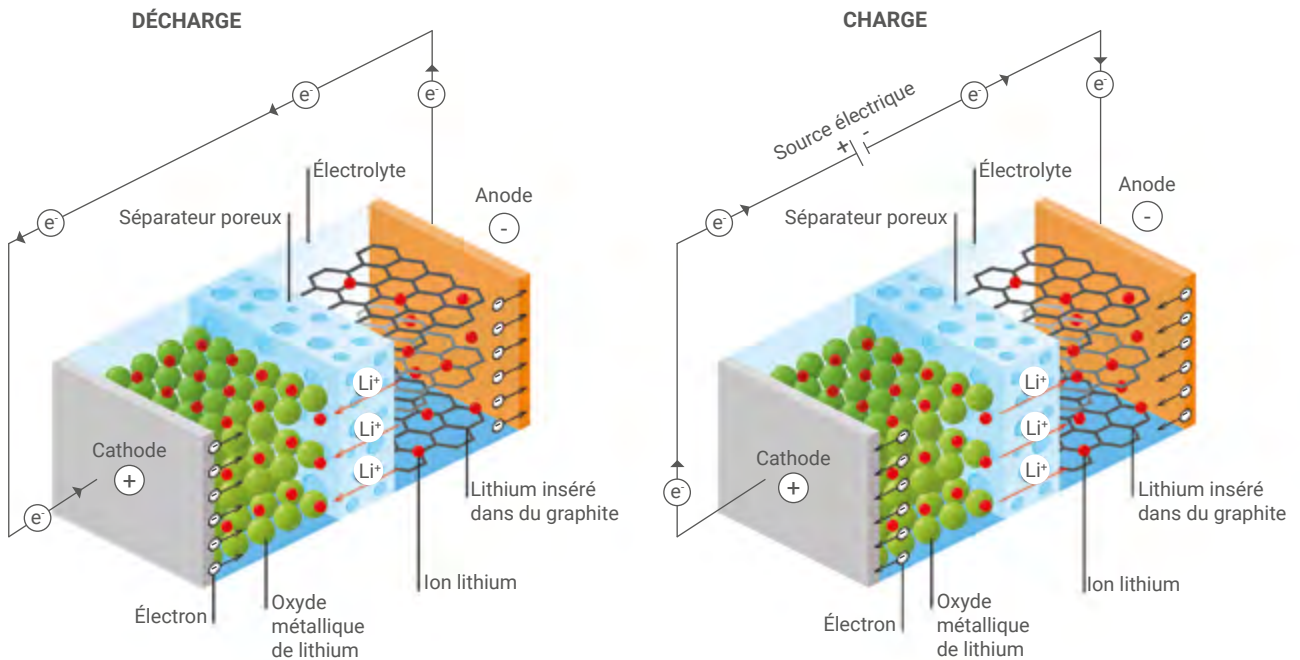


Schéma de principe d'une batterie lithium-ion. À gauche, décharge : les ions lithium Li^+ se déplacent de l'anode négative à la cathode positive, à travers l'électrolyte. À droite, charge : une source électrique extérieure applique une tension suffisamment élevée pour faire circuler un courant électronique de charge de la cathode à l'anode ; ceci oblige les ions lithium à se déplacer de la cathode positive à l'anode négative et à s'intercaler dans le graphite. (Figure adaptée d'une image de ser_igor sur iStockphoto.)

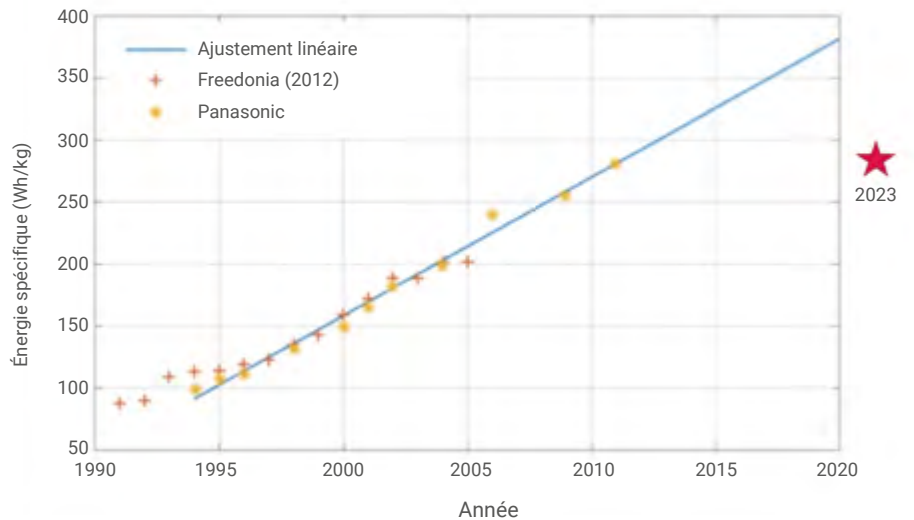
l'échelle du "pack" (assemblage de plusieurs cellules connectées les unes aux autres).

En effet, un "pack" n'est pas seulement un empilement de cellules : pour gérer la durée de vie et la sécurité, il est nécessaire de prévoir une électronique de gestion (BMS, "Battery Management System"), chargée de limiter les tensions et les courants, et d'équilibrer les cellules, et une gestion thermique chargée de maintenir les cellules ni trop chaudes, ni trop froides, ni à des températures trop différentes les unes des autres. Ajoutons à cela des protections mécaniques, et les cellules ne représentent qu'environ 60 % de la masse du "pack". Utiliser des cellules plus sûres et plus robustes permet donc de gagner sur la masse du reste du "pack".

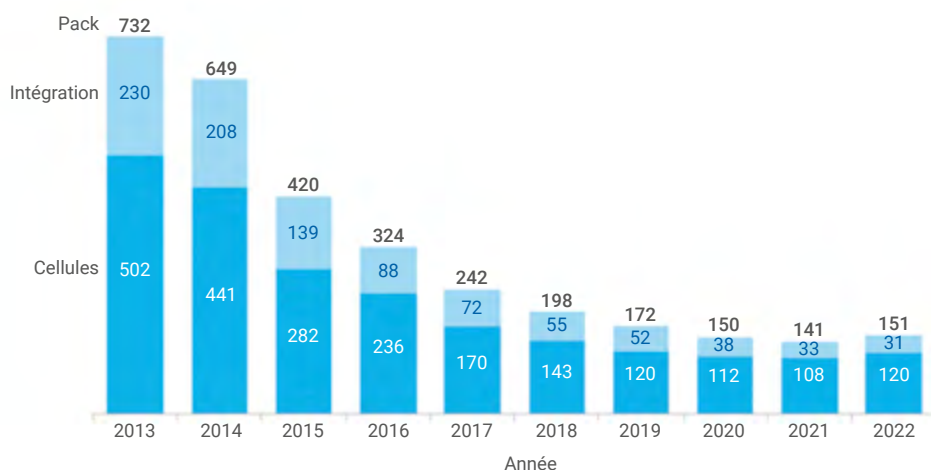
Progrès des batteries lithium-ion

Les batteries lithium-ion ont réalisé de grands progrès en densité d'énergie au cours des années 2000, atteignant $250 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$ en 2012 (fig. 1).

>>>



1. Progrès dans la densité d'énergie des cellules lithium-ion 18650 (cylindres de 18 mm de diamètre et 65 mm de longueur, tension : 3,7 V). Entre 1995 et 2010, l'énergie spécifique a augmenté de $11,2 \text{ Wh/kg/an}$. (Courtoisie : Prof. Maarten Steinbuch, Director Graduate Program Automotive Systems, Eindhoven University of Technology). À droite le point 2023 a été ajouté.



2. Variation du coût des packs et des cellules de batteries lithium-ion de 2013 à 2022, selon le cabinet d'étude BloombergNEF [1]. (Valeurs en US \$ 2022 par kWh).

>>>

Cependant, onze ans plus tard, la barre des 300 Wh/kg_{cellule} n'est toujours pas franchie, du moins associée à un cyclage correct, et ce malgré des annonces récurrentes de chiffres bien plus élevés (pour mémoire, le concepteur californien Envia annonçait "400 Wh/kg is here" dès 2012). En effet, les progrès obtenus depuis 1990 ont moins résulté de la chimie que de l'amélioration des procédés et de la réduction des masses de matière inactive. Or l'essentiel des gains possibles de ce type sont déjà réalisés : par exemple, les épaisseurs (séparateurs, collecteurs) ne peuvent plus décroître sans perte d'intégrité. Sans rupture technologique majeure, on ne peut envisager d'atteindre tellement plus que 300 Wh/kg_{cellule}.

Pour espérer aller au-delà, il est nécessaire de modifier radicalement l'anode, avec une forte proportion de silicium (ce qui est aujourd'hui incompatible avec la durée de vie en cyclage), ou encore mieux en maîtrisant enfin le lithium métal. Cette perspective est incertaine quant à sa survenue sans parler de la date associée, après déjà trente ans de recherches. Dans tous les cas, un doublement au mieux de la densité d'énergie de la cellule peut être espéré, aux alentours de 500 Wh/kg_{cellule}.

Cependant, la densité d'énergie réellement utile est à l'échelle du "pack", où un peu plus de marge existe. On peut espérer dans les prochaines années dépasser 200 Wh/kg_{pack} contre

160 aujourd'hui, en réduisant la masse des éléments autres que la cellule.

Mais surtout, des progrès très importants sont en cours sur des paramètres moins visibles mais fondamentaux, tels que la durée de vie en cyclage (qui a progressé rapidement de 500 cycles à 2000 cycles), la sécurité, la tenue au froid et à la chaleur, etc. Ces progrès sont rendus possibles par des améliorations continues des compositions des électrodes et de l'électrolyte.

Coût des batteries

La baisse de coût des batteries a été très rapide pendant la décennie passée, comme on le voit sur la figure 2. Elle a été de -89 % entre 2010 et 2020.

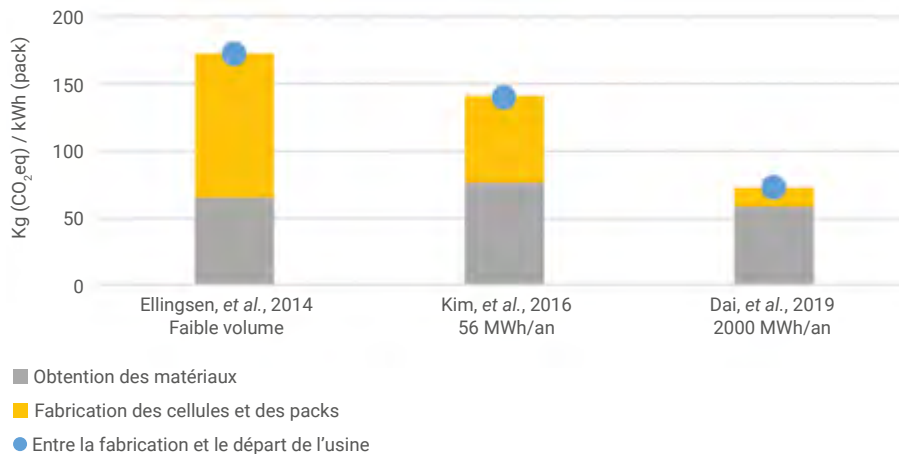
L'essentiel du coût est constitué par les cellules. Les principaux moteurs de la baisse des coûts sont l'augmentation de la densité d'énergie d'une part, et les optimisations des procédés d'autre part. Le premier réduit la quantité de matière à traiter et tous les coûts associés, les seconds permettent de mieux rentabiliser l'investissement industriel et de réduire les coûts énergétiques.

Or ces deux moteurs ralentissent actuellement : d'une part, on a vu que la densité d'énergie plafonne en attendant une éventuelle rupture technologique ; et, d'autre part, les coûts des procédés sont devenus minoritaires devant ceux des matières. Pour la première fois en 2022, les soubresauts sur les coûts des matières (surtout du lithium, en l'occurrence) ont fait remonter les coûts des batteries. Une poursuite de la baisse des coûts est probable jusque vers 100 €/kWh_{pack} mais les deux raisons évoquées ci-dessus devraient la limiter à plus long terme.

Impact environnemental des batteries

L'impact environnemental de la fabrication des batteries et leur contenu en matériaux critiques doivent être deux points de vigilance avant d'envisager leur déploiement massif.

Les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication des batteries sont encore entachées d'incertitudes, notamment sur l'approvisionnement



3. Résultats d'analyses du cycle de vie des batteries, issus de la bibliographie, montrant une forte baisse de l'émission des gaz à effet de serre avec l'augmentation du volume de production.

“Si les batteries sont une solution efficace pour décarboner la mobilité, elles induisent tout de même des émissions de CO₂ non négligeables à la fabrication, et immobilisent une quantité importante de matériaux critiques”

en matériaux ; mais la figure 3 en donne un premier aperçu à travers trois publications utilisant des données industrielles primaires de qualité.

Il apparaît qu'au cours du temps, et de même que pour les coûts, l'augmentation du volume de production a permis une réduction notable des émissions de gaz à effet de serre à la fabrication, grâce à la baisse de la contribution des procédés de fabrication (séchage des électrodes, salles anhydres...). À l'échelle d'une "gigafactory" (usine géante), les émissions seront probablement inférieures à 100 kg_{CO₂eq}/kWh_{pack}.

Les émissions liées à la fabrication de la cellule sont les plus importantes, et plus particulièrement celles liées à l'obtention de ses matériaux constitutifs. Parmi ceux-ci, le matériau actif des cathodes NMC (nickel, manganèse, cobalt) est le principal contributeur.

L'impact de l'énergie utilisée à diverses étapes est primordial. Certaines étapes clés peuvent être relocalisées en France pour profiter

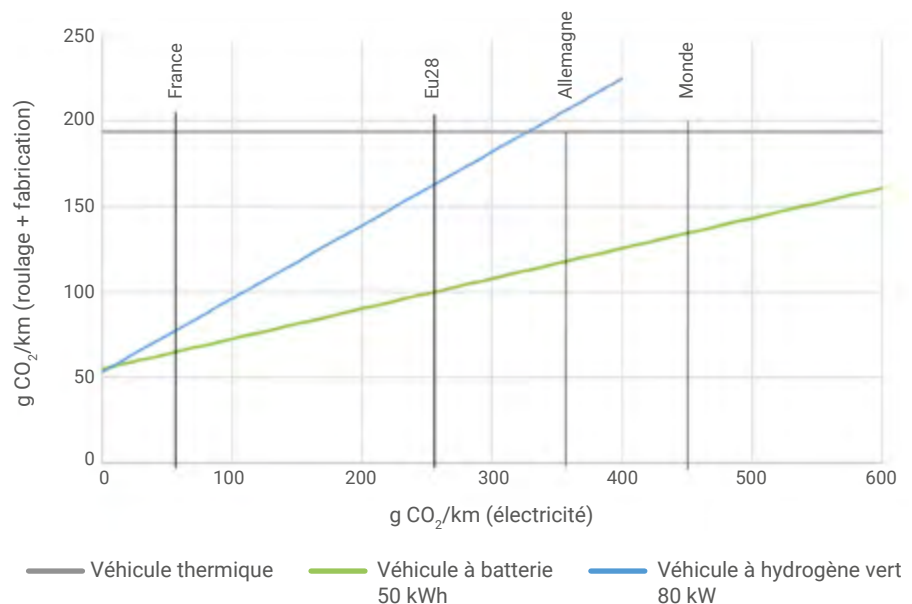
de notre électricité très peu carbonée : fabrication des cellules, synthèse des matériaux actifs, fabrication de l'aluminium à partir du minerai. Un gain de l'ordre de 40 % peut alors être espéré en comparaison des cellules fabriquées en Asie.

Le recyclage a un impact encore incertain sur les émissions : il est lui-même émetteur car consommateur d'énergie, mais évite l'extraction de nouveaux matériaux. Le bilan est plutôt favorable, mais dépend fortement des procédés considérés. L'intérêt du recyclage consiste surtout à réutiliser les matériaux critiques plus qu'à réduire les émissions.

La valeur de 100 kg_{CO₂}/kWh_{pack} est élevée : cela veut dire que si une batterie de 1 kWh fait 100 cycles, elle aura stocké et déstocké 100 kWh. Chaque kWh qu'elle aura stocké sera donc affecté de 1 kg_{CO₂}. Si la batterie fait 1000 cycles, chaque kWh stocké sera affecté de 100 g_{CO₂}. Comparé au contenu de l'électricité produite en France (~ 60 g_{CO₂}/kWh), on comprend qu'une batterie devrait être utilisée de façon intensive pour rentabiliser sa fabrication.

Cela ne signifie pas pour autant que le véhicule électrique soit un non-sens, car il faut le comparer au véhicule thermique. C'est ce qui est montré sur la figure 4.

Sur cette figure sont représentées les émissions associées à la fabrication et au roulage d'un véhicule thermique, d'un véhicule à batterie (la batterie étant produite en Chine) et d'un véhicule à hydrogène (hydrogène supposé produit par électrolyse). Dans un pays à l'électricité très décarbonée comme la France, les véhicules à batteries comme ceux à hydrogène montrent un gain significatif sur le cycle de vie, de l'ordre d'un facteur trois par rapport au véhicule thermique. Lorsque le contenu en CO₂ de l'électricité utilisée pour le roulage augmente, le véhicule à hydrogène perd rapidement de son intérêt, alors que le véhicule à batterie le conserve dans la plupart des pays. Cet effet est dû au rendement des chaînes énergétiques : pour parcourir le même nombre de kilomètres, il faut presque trois fois plus d'électricité en passant par l'électrolyse et l'hydrogène qu'en utilisant des batteries. >>>



4. Émissions en cycles de vie de trois types de véhicules, en fonction du contenu en carbone de l'électricité utilisée pour le roulage.

- Véhicule thermique : 160 g_{CO₂}/km au roulage (en comptant les émissions amont des carburants).
- Véhicule à batterie : 100 kg_{CO₂}/kWh, avec un rendement électrique/électrique de 85 %. Pile à combustible : 30 kg_{CO₂}/kW, électrolyse : 50 kWh/kg_{CO₂}.
- Véhicule à hydrogène : réservoir d'hydrogène constitué de 65 kg de fibres de carbone, consommation 35 kg_{CO₂}/kg_{fibres} ; châssis : 6 t_{CO₂}, consommation : 15 kWh/100 km, ou 0,9 kg_{H₂}/100 km. Durée de vie de l'ensemble : 200 000 km.

>>>

Matériaux critiques et déploiement massif

Une batterie lithium-ion contient, pour chaque kWh, environ 1 kg de métaux dans la cathode (nickel, manganèse, cobalt, lithium) et 1 kg de graphite à l'anode. Elle contient de plus, en quantités variables, du cuivre (de 400 à 700 g) et de l'aluminium (de 600 g à 2,7 kg).

Des tensions sur l'approvisionnement en cuivre sont probables, mais les batteries ne sont qu'une petite fraction de ce marché, et le cuivre est plus facilement substituable par l'aluminium dans d'autres applications. Le graphite naturel est considéré comme un matériau critique, mais les batteries de véhicules utiliseront plus volontiers du graphite synthétique, qui présente de meilleures performances. Les vraies limites liées aux matériaux pour les batteries concernent le cobalt, le nickel et le lithium. Elles peuvent être liées aux réserves disponibles (cobalt), à la capacité de production des mines à moyen terme (nickel), aux conditions d'exploitation...

Des développements tels que la batterie tout solide ne devraient pas modifier ce tableau (voire pourraient l'empirer), tandis que l'usage de phosphate de fer réduit la problématique au lithium (~ 80 g_{Li}/kWh).

Afin d'appréhender la situation, évaluons ce que serait un déploiement massif de batteries lithium-ion. Comme le marché majoritaire sera celui de la mobilité, considérons la transformation d'un milliard de véhicules thermiques en véhicules électriques Renault Zoe. Cela implique 50 TWh de batteries, ou encore une production annuelle de 5 TWh/an si le parc est constitué en dix ans. Ce n'est pas excessif car, par exemple, le "Sustainable Development Scenario" de l'AIE prévoit déjà 3 TWh/an en 2030. Ces 50 TWh correspondent à 115 ans de la production de batteries Li-ion (chiffre 2021), et leur production nécessiterait 140 gigafactories. Le marché des batteries croît de plus de 25 % par an. On imagine que la consommation en matières premières sera très importante.

La figure 5 montre la quantité de batteries réalisables avec les réserves et ressources des différents matériaux critiques, telles qu'elles sont évaluées aujourd'hui. Il apparaît que l'objectif de 50 TWh est accessible mais que les marges sont réduites, ce qui suggère qu'il y aura des tensions d'approvisionnement.

Afin de réduire ces tensions, les travaux actuels visent à la substitution progressive du cobalt par le nickel, relativement plus abondant. Mais deux études récentes de Roskill [2] et de Rystad Energy [3] prévoient un déficit en sulfate de nickel à partir de 2027 et 2024 respectivement. Les fabricants ont donc dans leur feuille de route la substitution du nickel lui-même, voire du lithium. Les batteries à phosphate de fer LFP représentent déjà une alternative sans nickel ni cobalt, au prix d'une densité d'énergie plus faible. Suite aux récentes hausses de prix des matériaux mais aussi à l'arrivée à échéance des brevets de base, la chimie du LFP a fortement repris des parts de marché, en Chine notamment.

L'ensemble de ces considérations montre que les batteries, si elles sont une solution efficace pour décarboner la mobilité, induisent tout de même des émissions de CO₂ non négligeables à la fabrication, et immobilisent une quantité importante de matériaux critiques. **Il est donc nécessaire de minimiser leur taille et d'optimiser leur usage.**

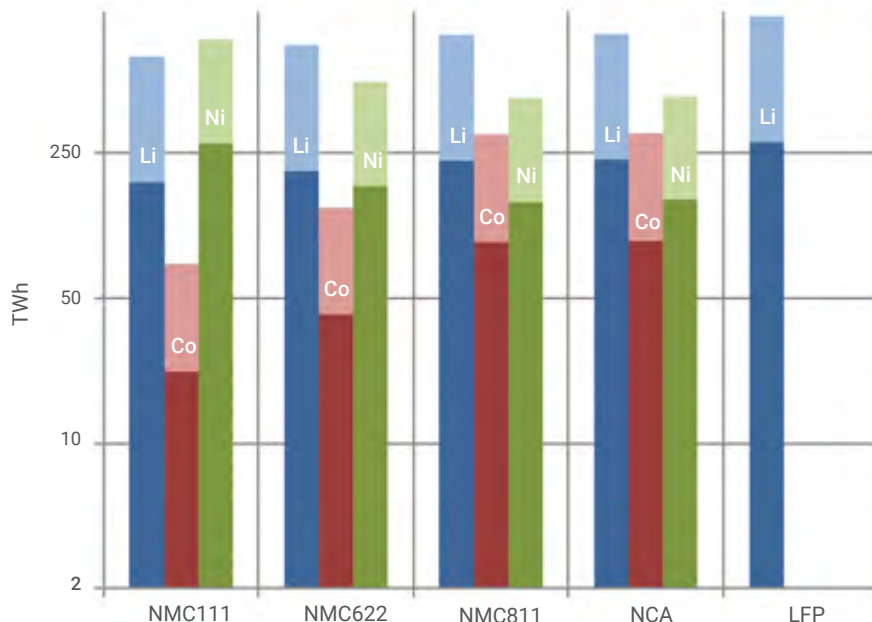
Applications à la mobilité

Les transports, et en très grande majorité les transports routiers, représentent 30 % des émissions françaises de gaz à effet de serre, ce qui est majeur. Pour une grosse moitié, ces émissions sont dues aux véhicules particuliers, le reste se répartissant entre les véhicules utilitaires légers et les poids lourds [4].

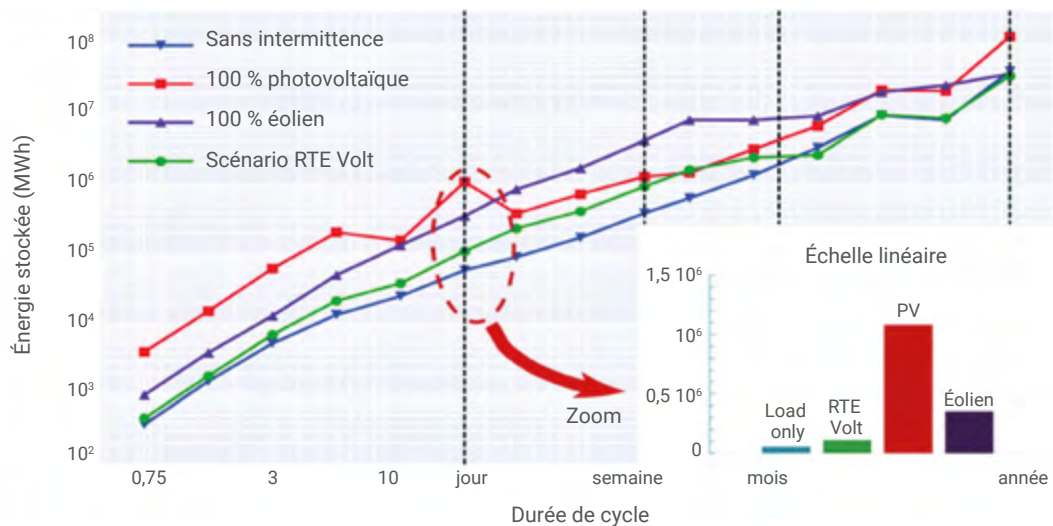
Si le levier le plus efficace est certainement de réduire le nombre de véhicules et les kilomètres parcourus, nous nous concentrons ici sur les solutions technologiques.

Intéressons-nous donc en priorité aux véhicules particuliers. Leur usage est loin d'être uniforme : la grande

>>>



5. Quantité de batteries qu'il est possible de produire en utilisant l'ensemble des réserves (ou des ressources) de chaque élément lithium, nickel, cobalt. Les réserves sont indiquées avec des couleurs foncées, et les ressources avec des couleurs claires (données USGS 2022). L'axe vertical est logarithmique. L'abscisse indique différentes compositions chimiques de la cathode. NMC = Li(Ni,Mn,Co)O₂, où les chiffres indiquent les rapports relatifs de nickel, cobalt et manganèse. NCA = Li(Ni,Co,Al)O₂, avec des rapports proches de ceux de la NMC 811. LFP = LiFePO₄ ou phosphate de fer.



7. Taille de stockage nécessaire (en MWh) pour lisser la demande résiduelle en France selon l'échelle de temps (en abscisse), et pour divers taux de pénétration des renouvelables [7]. Les scénarios extrêmes représentent une production sans aucune intermittence ("Load only") ou avec une pénétration de 100 % PV ou 100 % éolien. Le scénario RTE Volt représente une pénétration limitée des renouvelables, avec 10 % de PV et 26,5 % d'éolien. Le photovoltaïque apporte une forte intermittence à l'échelle journalière (encart), mais bien plus encore à l'échelle annuelle. L'éolien apporte un maximum d'intermittence à l'échelle de quelques semaines.

>>>

Pour revenir au stockage journalier, on voit sur la figure 7 que l'ordre de grandeur du besoin est de 10^5 MWh pour une pénétration limitée de renouvelables. Il faut comprendre ce chiffre comme la taille de stockage nécessaire pour lisser la demande résiduelle lors de n'importe quelle journée. Cela ne signifie pas que l'excédent ou le déficit d'énergie est nul, mais qu'il est lissé sur la journée. RTE présente une explication visuelle de

cette décomposition [9]. À supposer qu'il soit entièrement géré par des batteries, cela représente l'équivalent de seulement deux millions de véhicules électriques de type Zoe. En réalité, le besoin à satisfaire par les batteries sera plus faible que cette valeur, car la gestion des ballons d'eau chaude *via* le signal heures pleines / heures creuses apporte déjà une flexibilité importante à cette échelle de temps.

Or l'électrification du parc automobile est très rapide, et RTE par exemple prévoit quinze millions de véhicules électrifiés en France en 2035. Ainsi, les besoins de flexibilité du réseau électrique pourraient être couverts par une petite fraction de la capacité des batteries embarquées dans les véhicules. Les technologies nécessaires sont maîtrisées, il s'agit de recharge pilotée ou mieux de recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Grid).

De ce fait, hors cas particulier tel qu'une zone non interconnectée, il n'apparaît pas nécessaire de développer ou d'installer des batteries spécifiquement pour le stockage stationnaire, car celles des véhicules seront suffisantes pour rendre ce service.

Conclusion

À partir des caractéristiques des batteries et de leur évolution prévisible, nous avons dessiné les contours des usages pour lesquels elles sont pertinentes. Elles présentent un très bon rendement mais des impacts non négligeables à la fabrication, et requièrent des matériaux critiques.

En mobilité, les batteries permettent de décarboner très efficacement le transport routier, mais il faut éviter de les surdimensionner et donc leur trouver un complément pour les trajets longs et les véhicules lourds. La route électrique pourrait jouer ce rôle, sous réserve d'un large déploiement.

En stationnaire, les batteries ne sont pertinentes qu'à l'échelle journalière, et à cette échelle l'usage des batteries de véhicules par recharge pilotée ou bidirectionnelle sera suffisant. En cas de réduction significative des capacités de production nucléaires pilotables, les échelles de temps supérieures ne pourront être gérées que par du stockage thermique massif ou de l'hydrogène en cavités, au prix d'un rendement très inférieur. ■

- 1
- 2
- 3

- 1• <https://cutt.ly/Lithium-ion-Battery>
- 2• Roskill for JRC, 'Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries' (2021).
- 3• <https://cutt.ly/globalmining-rystad-energy-2024>
- 4• Chiffres clés du Climat, 2021, Ministère de la transition écologique
- 5• eptender.com
- 6• www.ecologie.gouv.fr/lautoroute-electrique
- 7• A. Clerjon et F. Perdu, "Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis: an energy return on investment comparison", *Energy and environmental science*, **12** (2019) 693-705.
- 8• https://cutt.ly/gouv_stock_electricite_pdf, p. 15.
- 9• https://cutt.ly/concertation_2020_pdf, p. 44.

Stockage de l'énergie via les gaz combustibles de synthèse dans les systèmes électriques

Georges Sapy (sapygeorges@gmail.com)

Ancien ingénieur d'EDF, membre du conseil scientifique de Sauvons Le Climat.

Cet article porte sur le stockage d'énergie sous forme de gaz (hydrogène ou méthane) pour compenser la variabilité des productions intermittentes éoliennes et photovoltaïques dans les systèmes électriques. (Ce mode de stockage-déstockage est appelé "power-to-gas-to-power" en anglais). Le stockage d'énergie pour d'autres applications, la mobilité notamment, n'est pas abordé ici.

Tout système de stockage/déstockage d'énergie devrait idéalement présenter trois qualités essentielles : (i) un rendement global élevé pour ne pas gaspiller l'énergie ; (ii) une grande capacité et (iii) une longue durée de stockage, y compris intersaisonnière pour répondre aux différents besoins. Or, aucun système connu à ce jour ne répond simultanément à ces trois critères. Parmi les plus performants, les stockages hydrauliques par STEPs (stations de transfert d'énergie par pompage) et les batteries électrochimiques répondent au premier critère (avec des rendements respectifs de plus de 75 % et 85 % environ), mais pas aux deux autres. Inversement, le stockage sous la forme de gaz de synthèse combustibles (hydrogène obtenu par électrolyse et méthane obtenu par méthanation du CO_2 par cet hydrogène) satisfait



Installation de production d'hydrogène à partir de l'électricité produite par le parc d'éoliennes à Sotavento en Galice (Espagne) [1].

aux deux derniers critères mais pas au premier. Ces gaz seraient pourtant à terme le meilleur moyen pour stocker les grandes quantités d'énergie électrique éolienne et photovoltaïque que demanderont les réseaux du futur. Le rendement global très faible (environ 20 à 30 %) des processus de

stockage-déstockage dans ces gaz interdit actuellement leur usage et, à l'heure actuelle, leur industrialisation est loin d'être acquise. Améliorer ces rendements est donc un point clé de leur viabilité pour l'avenir, et fait l'objet d'une R&D intense dans le monde.

>>>

>>>

Avantages du stockage de l'énergie électrique via des gaz combustibles de synthèse

Ce mode de stockage présente trois avantages majeurs... sur le papier.

- 1• Les gaz sont décarbonés si l'hydrogène est produit par électrolyse à partir d'électricité elle-même décarbonée, et si le méthane de synthèse est obtenu par méthanation du CO₂ existant par cet hydrogène. Dans ces conditions, ils répondent donc à l'objectif de neutralité carbone.
- 2• L'hydrogène et le méthane ont une capacité théorique à stocker de l'énergie à très grande échelle et longue durée, y compris intersaisonnière, ce qui permet notamment de stocker de l'électricité photovoltaïque produite en abondance en été mais peu utile à cette période, pour l'utiliser en hiver lorsque la production photovoltaïque est très faible (quatre fois moindre qu'en été, en moyenne, sous nos latitudes) et que les besoins en électricité sont au plus haut. Ou encore de stocker l'énergie nécessaire pour faire face à une quasi-absence de vent pendant une dizaine de jours consécutifs, ce qui est statistiquement observé en Europe. Quant aux grandes échelles de stockage, elles résultent de

deux facteurs favorables : les densités énergétiques très élevées de ces gaz combustibles (voir plus loin) et le fait que leurs chaînes de production peuvent atteindre des tailles industrielles.

- 3• Le stockage peut se faire soit dans le réseau de gaz existant (sans limite pour le méthane, à raison de 5 % pouvant être portés à 20 % après validations complémentaires pour l'hydrogène), soit en stockages spécifiques sous très haute pression (jusqu'à 700 bars) pour l'hydrogène, sachant que ce dernier pose en outre des problèmes de sécurité plus délicats. Ceci le rend moins facile à utiliser que le méthane de synthèse, alors qu'il autorise un rendement global de conversion (électricité → gaz → électricité) un peu plus élevé (30 % au lieu de 20 %).

Malheureusement, de tels rendements sont globalement très faibles et constituent le handicap majeur de ces voies de stockage. Les causes profondes de ce fait sont analysées plus loin sur la base des rendements unitaires actuels des nombreuses conversions élémentaires énergétiques nécessaires, en régime optimal stable et en régime opérationnel variable, représentatif de la réalité industrielle. Les progrès attendus de la R&D, ainsi que leurs conséquences

énergétiques et économiques, sont évoqués dans la suite de cet article.

Voie hydrogène : rendement global avec les rendements unitaires actuels

Il va sans dire que l'hydrogène, en sa qualité de vecteur énergétique, peut servir à de nombreux usages, tels que la chimie ou la mobilité. Il est alors utilisé directement en fonction des besoins.

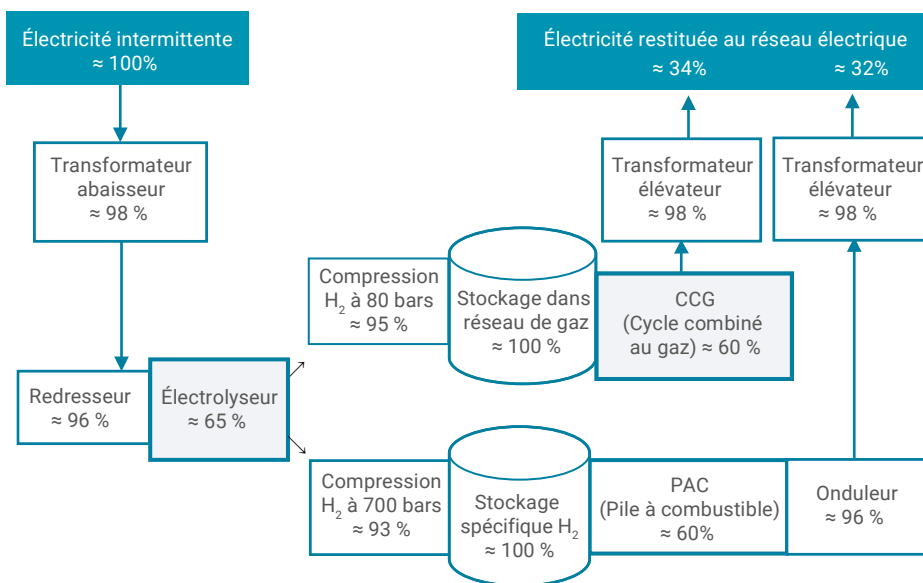
En tant que moyen de stockage/déstockage énergétique dans les réseaux électriques, il peut être utilisé de deux façons différentes pour produire à nouveau de l'électricité :

- soit à l'état pur dans une pile à combustible (PAC en abrégé) pour produire directement du courant électrique continu, qu'il faut ensuite transformer en courant alternatif pour l'injecter dans le réseau ;
- soit à l'état pur ou mélangé au méthane dans une machine thermodynamique (cycle combiné au gaz, CCG en abrégé) entraînant un alternateur qui débite directement sur le réseau.

Les résultats énergétiques de ces deux procédés sont présentés dans la figure 1. Il ressort de ce schéma que la multiplication des rendements unitaires des nombreuses transformations nécessaires conduit à des rendements globaux en régime stable de l'ordre de 32 à 34 % selon le cas.

Si l'on y ajoute les pertes énergétiques supplémentaires de 10 à 15 % dues aux régimes opérationnels variables en exploitation réelle (les électrolyseurs ne fonctionnant pas en permanence à leur rendement optimal, d'autant plus qu'ils seront alimentés par de l'électricité intermittente, éolienne ou photovoltaïque), ces rendements globaux tombent ainsi à environ 28 à 30 %, étant entendu qu'il s'agit d'ordres de grandeur.

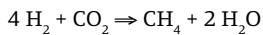
Ceci conduit à la conclusion suivante : **produire 1 kWh d'électricité par déstockage d'hydrogène implique d'avoir consommé plus de 3 kWh.**



1. Schéma de principe du stockage-déstockage par la voie hydrogène.

Voie méthanation : rendement global avec les rendements unitaires actuels

Le début de la chaîne de conversion est strictement identique à celui de la voie hydrogène, jusqu'à l'obtention d'hydrogène (supposé comprimé à 80 bars, ce qui consomme de l'énergie électrique). À ce stade, l'hydrogène est combiné au CO_2 porté à la même pression, selon la réaction classique de Sabatier :



Non seulement cette voie ajoute une conversion chimique majeure à la chaîne globale de conversion, avec son rendement afférent, mais il faut aussi dépenser une énergie électrique supplémentaire pour :

- extraire et purifier le CO_2 (supposé obtenu ici à partir de fumées de combustion d'énergies fossiles, ce qui est une hypothèse énergétique favorable par rapport à l'extraction du CO_2 atmosphérique qui consommerait beaucoup plus d'énergie) ;
- le comprimer ensuite à 80 bars.

Toutes ces transformations supplémentaires induisent de nouvelles pertes énergétiques qui diminuent encore le rendement global, comme le montre le schéma de la figure 2.

Il ressort de ce schéma que la multiplication des rendements unitaires des transformations conduit à un rendement global en régime stable de

l'ordre de 21 %, qui tombe à 19 % en conditions réelles opérationnelles.

D'où la conclusion : **produire 1 kWh d'électricité par déstockage de méthane de synthèse implique d'avoir consommé 5 kWh.**

Ces résultats confirment que la voie méthanation est encore moins performante énergétiquement que la voie hydrogène. Son intérêt est cependant qu'elle est beaucoup plus facile à utiliser en termes de stockage (dans le réseau existant) et de transport.

Des progrès en R&D, mais des procédés pas encore industrialisés...

Dans les deux cas (voie hydrogène et voie méthane), des augmentations très importantes des rendements globaux sont indispensables pour rendre ces modes de stockage viables. Des progrès sont-ils en vue ? Et si oui, seront-ils suffisants ?

Les procédés d'électrolyse suscitent de très nombreuses recherches dans le monde. Parmi ceux-ci, le procédé d'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température (700 à 800 °C), dénommé "Solid Oxide Electrolyser Cell" (ou SOEC) en anglais, semble prometteur en termes de rendement (plus de 90 % en laboratoire), mais il s'accommode mal des variations de charge...

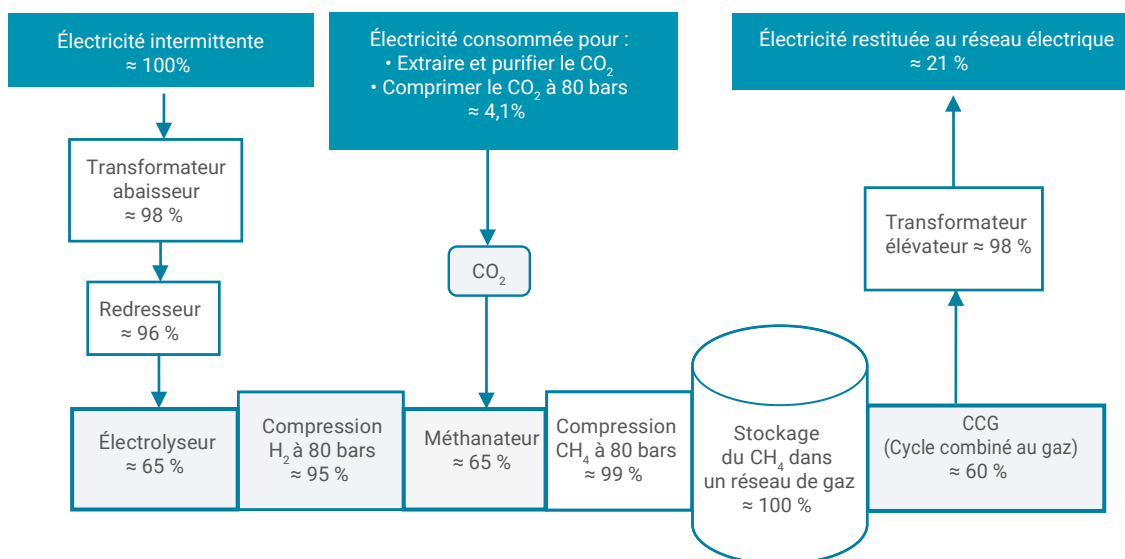
Le procédé SOEC peut par ailleurs être couplé thermiquement à la méthanation, réaction fortement exothermique pouvant être utilisée pour porter à haute température la vapeur d'eau de l'électrolyseur, ce qui permet d'améliorer le rendement global d'électrolyse + méthanation selon des expérimentations récentes.

Des démonstrateurs de diverses tailles sont en cours d'essai actuellement ; mais il faudra passer à des réalisations de taille industrielle avec un recul d'exploitation suffisant pour réellement étalonner les paramètres technico-économiques de ces conversions.

En attendant, il existe un moyen de se faire une idée sur la viabilité future de ces chaînes de conversion en simulant leurs rendements globaux avec des hypothèses maximales pour les rendements unitaires « industriels » des principales conversions. On retiendra ainsi que :

- pour les équipements conservant un fort potentiel de développement (électrolyseurs, méthanateurs, piles à combustibles), on obtient des rendements industriels maximaux de 90 % ;
- pour les équipements très matures technologiquement, notamment les cycles combinés au gaz, dont les rendements augmenteront très peu, sauf rupture technologique imprévisible à ce jour, on anticipe un rendement maximum d'environ

>>>



2. Schéma de principe du stockage-déstockage par la voie méthane.

>>>

64 % (62 % actuellement dans le meilleur des cas) ;

- les rendements des appareillages de transformation purement électriques (transformateurs, redresseurs, onduleurs) sont déjà très élevés, et il n'y a plus grand-chose à gagner ; leurs rendements actuels seront donc conservés.

Sur ces bases, il est alors possible de recalculer des rendements globaux maximums, qui sont résumés dans le tableau 1.

En résumé, dans un contexte industriel dans lequel les rendements unitaires des principales conversions énergétiques (celles qui impliquent des changements de forme d'énergie) ne dépassent pas 90 % (ce qui est déjà beaucoup), il semble très difficile de faire mieux que doubler les rendements opérationnels actuels des filières H₂ avec PAC et CH₄ avec CCG, et d'augmenter de 50 % celui de la filière H₂ avec CCG...

Les rendements globaux de ces chaînes de conversion resteront donc intrinsèquement limités. La raison de fond est le trop grand nombre de conversions énergétiques nécessaires, surtout pour la voie CH₄.

Quand les rendements limités et les faibles facteurs de charge combinent leurs effets économiques négatifs...

Leurs rendements limités ne sont pas le seul point faible de ces modes de stockage. Le fait de les alimenter par de l'électricité intermittente (ce qui est leur finalité première) les handicape également énormément, car ces sources d'électricité ont de faibles « facteurs de charge » (c'est-à-dire « de temps équivalent de

fonctionnement à pleine puissance») : en moyenne annuelle géographique métropolitaine, 22 à 23 % pour l'éolien terrestre et 13 % pour le photovoltaïque (16 % au sud de la France, moins de 11 % au nord).

Dans la perspective d'un développement très important de ces sources intermittentes, il n'y a en effet que deux façons d'utiliser l'électricité qu'elles produisent à des fins de stockage, étant entendu que les besoins immédiats doivent dans tous les cas être prioritairement satisfaits.

- 1• Soit utiliser les surplus des productions éoliennes et photovoltaïques qui ne trouvent pas de débouchés instantanés dans la consommation ou dans l'exportation. On peut *grosso modo* estimer que ces surplus pourraient être disponibles pendant environ 10 % du temps, soit 900 heures par an. Dans ce cas, l'électricité dédiée au stockage pourrait être très bon marché, voire gratuite. Mais les électrolyseurs fonctionnent alors très peu et le coût de l'hydrogène est plombé par les charges d'amortissement.
- 2• Soit construire des moyens supplémentaires dédiés au stockage, les moyens existants n'y suffisant pas. Dans cette hypothèse, le facteur de charge maximum des systèmes de stockage ne peut alors dépasser la somme des « facteurs de charge » des moyens mis en œuvre, soit 22 + 13 = 35 %, correspondant à 3000 heures par an au maximum. Dans ce cas, l'électricité dédiée au stockage doit être payée à son prix de vente normal. De plus, comme la production intermittente varie fortement, il est nécessaire de surdimensionner les électrolyseurs pour capter le maximum d'électricité intermittente produite. Les

charges d'amortissement sont plus faibles que dans le cas précédent, mais l'électricité n'est pas gratuite et il faut en acheter trois ou cinq fois plus (pour les voies hydrogène et méthane, respectivement) qu'il sera possible d'en revendre.

Des calculs économiques simples, fondés sur des investissements réalistes de l'ordre de 1000 €/kW installé pour chacun des principaux composants des chaînes de conversion (électrolyseurs, méthanateurs, piles à combustible, cycles combinés au gaz) supposés amortis en 20 à 25 ans avec des taux de financement de l'ordre de 3 à 5 %, conduisent à des coûts de l'électricité déstockée pouvant atteindre jusqu'à 300 €/MWh pour la voie hydrogène et jusqu'à 500 €/MWh pour la voie méthanation, selon les conditions de production. Soit... six à dix fois les prix moyens de gros de l'électricité sur les marchés en 2019. Il est facile de comprendre qu'aucun modèle économique n'est actuellement viable dans ces conditions.

Qu'en serait-il avec des rendements améliorés, qui pourraient au mieux être doublés comme indiqué plus haut ? Ces coûts seraient mécaniquement divisés par deux, ce qui les amènerait respectivement à moins de 150 et 250 €/MWh. Ceci n'est pas encore suffisant pour rendre viable un modèle économique... Il faudrait en outre diviser les coûts d'investissement des chaînes de conversion par deux (voie hydrogène) ou trois (voie méthanation) pour que les coûts de l'électricité déstockée deviennent vendables lorsque les prix de marché atteignent ou dépassent une centaine d'euros par MWh. Ceci se produit lors des périodes de forte demande, avec deux interrogations : sera-t-il possible

| Filière \ Rendement | Rendement électrolyseur | Rendement PAC | Rendement méthanateur | Rendement CCG | Rendement global à régime constant optimal | Rendement global opérationnel (à régime variable) |
|-----------------------|-------------------------|---------------|-----------------------|---------------|--|---|
| H ₂ + PAC | 65 ↗ 90 % | 60 ↗ 90 % | – | – | 32 ↗ ≈ 65 % | 28 ↗ ≈ 57 % |
| H ₂ + CCG | 65 ↗ 90 % | – | – | 60 ↗ 64 % | 34 ↗ ≈ 50 % | 30 ↗ ≈ 44 % |
| CH ₄ + CCG | 65 ↗ 90 % | – | 65 ↗ 90 % | 60 ↗ 64 % | 21 ↗ ≈ 42 % | 19 ↗ ≈ 37 % |

Tableau 1. Rendements actuels et espérés des filières hydrogène + piles à combustible (PAC), hydrogène + cycle combiné au gaz (CCG), et méthane + cycle combiné au gaz.

de réduire les coûts d'investissement dans de telles proportions ? Et y aura-t-il assez d'heures dans l'année durant lesquelles les prix de marché seront suffisamment élevés pour placer de l'électricité déstockée ? En l'état actuel des connaissances, personne n'est en mesure de répondre à ces questions très complexes.

Et pourtant, seul le stockage d'électricité via des gaz combustibles est apte à répondre aux besoins de masse intersaisonniers...

Ce fait résulte des lois de la physique et de la chimie, plus précisément des densités énergétiques des différentes formes physiques ou chimiques prises par l'énergie. Stocker de très grandes quantités d'énergie implique en effet de disposer de formes énergétiques suffisamment concentrées pour ne pas augmenter les volumes occupés au-delà de ce qui est matériellement et/ou économiquement réalisable.

Or, il existe de très grands écarts entre les densités énergétiques par m³ de matière qu'il est possible de reconvertir en électricité par les moyens industriels actuels, soit en ordres de grandeur approximatifs :

- Énergie potentielle hydraulique (eau des barrages), soit 1 m³ d'eau chutant de 700 m entraînant une turbine hydraulique et un alternateur : $\approx 1,7$ kWh ;
- Énergie potentielle pneumatique (air comprimé stocké en cavités souterraines), soit 1 m³ d'air comprimé à 70 bars détendu à 20 bars, entraînant un moteur à air comprimé et un alternateur : $\approx 1,8$ kWh ;
- Énergie potentielle chimique du gaz combustible hydrogène, soit 1 m³ d'hydrogène comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 125 kWh ;
- Énergie potentielle chimique du gaz combustible méthane, soit 1 m³ de méthane comprimé à 70 bars brûlé dans un cycle combiné : ≈ 415 kWh.

On voit donc qu'à même volume, les gaz combustibles (hydrogène et méthane) stockent, en ordre de grandeur, 70 à 230 fois plus d'énergie

potentielle que l'eau des barrages ou l'air comprimé en cavités souterraines.

Donnons quelques chiffres pour illustrer l'ampleur du défi du stockage de masse sur le réseau français :

- lors d'une journée (24 heures) très froide d'hiver, la consommation en électricité du pays atteint couramment 1,7 à 2 TWh ;
- la totalité des six STEPs françaises, pourtant de grandes tailles, ne peut stocker que... 0,1 TWh ! Il faudrait donc en construire 17 à 20 fois plus pour alimenter le pays en électricité pendant une seule journée... Ceci est hors de toute réalité, puisque le potentiel de croissance réaliste est de l'ordre d'un facteur égal à 1,2 ;
- en revanche, cette quantité d'électricité pourrait être produite par environ 2,5 % des réserves de gaz naturel stocké tous les ans dans les cavités souterraines du pays. Ce gaz pourrait être remplacé par du méthane de synthèse dans la même proportion. En réalité, il faudrait stocker l'équivalent d'une bonne dizaine de jours au moins pour passer les hivers, soit 25 % de la capacité des stockages souterrains actuels. Ceci resterait physiquement accessible, mais impliquerait de construire des capacités souterraines de stockage supplémentaires.

Conclusion

Les seules formes énergétiques aptes à stocker de l'électricité à la très grande échelle requise pour satisfaire chaque hiver la consommation d'électricité du pays pendant une dizaine de journées très froides, sont les gaz combustibles de synthèse. La solution parfois évoquée d'aller jusqu'à des combustibles liquides de synthèse à partir de ces gaz, techniquement possible, augmenterait le nombre de transformations physiques donc dégraderait encore un peu plus le rendement.

Cependant, cette réponse physique, qui implique au passage des investissements colossaux, débouche sur une impasse : l'absence de modèle économique viable pour ce type de stockage, en l'état des technologies et perspectives actuelles. Or, des stockages de masse et intersaisonniers deviendront indispensables pour assurer la sécurité d'alimentation en électricité,

avec le développement massif des sources éoliennes et photovoltaïques au-delà de 2035 en France et sans doute avant dans d'autres pays. Que faire, si elles ne sont pas économiquement viables le moment venu ?

Sauf à mettre le pays (et l'Europe) dans le noir ou soumettre les consommateurs d'électricité à des prix très élevés, il faudra continuer à recourir à une part importante d'énergies de stock, permettant de produire de l'électricité quand on en a besoin et pas seulement quand il y a du vent ou du soleil. Or, il n'existe que deux sources d'énergie de stock qui ont la capacité physique de répondre à l'ampleur des besoins variables qui se présenteront : le nucléaire, dont la production n'émet pas de CO₂, et le gaz naturel, le moins émetteur des combustibles fossiles, qui émet cependant dans le meilleur des cas environ 440 g de CO₂ par kWh d'électricité produite. Mais il faudrait alors capter et séquestrer ce CO₂ afin de ne pas l'envoyer dans l'atmosphère. Des technologies de captage existent (voir l'article de F. Delprat-Jannaud, p. 78), mais elles consomment beaucoup d'énergie et la séquestration soulève des problématiques difficiles, y compris de sécurité. Enfin, l'usage du gaz naturel s'accompagne de fuites de méthane (c'en est le composant principal), un gaz qui a un pouvoir réchauffant 80 fois supérieur au CO₂ à 20 ans. D'un point de vue climatique et économique, la solution est nettement moins performante que le nucléaire. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) française n'a pas retenu le captage et la séquestration du carbone comme solution possible.

En l'absence de solution de stockage de masse intersaisonnier économiquement soutenable, il faudra donc choisir entre le nucléaire et le réchauffement climatique... ■

① —
② —
③ —

1 • M. Rey Porto et al., "H₂ production in Sotavento wind farm", Proceedings of the 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 (Essen). ISBN: 978-3-89336-653-8.

Un vecteur énergétique dans l'air du temps : l'hydrogène

Au-delà de son utilisation comme moyen de stockage de l'électricité dans le "power-to-gas-to-power", discuté dans l'article précédent de Georges Sapy, la molécule de dihydrogène apparaît aujourd'hui comme le vecteur énergétique idéal, à même de remplacer les combustibles fossiles dans leurs principales applications, soit dans le domaine de la production de chaleur, soit dans les transports.

Les différents plans hydrogène, français et européen, affichent trois objectifs distincts : (1) la production d'hydrogène décarboné pour les usages industriels actuels non énergétiques (raffinage, ammoniac, engrais, etc.) ; (2) le développement des usages énergétiques de l'hydrogène (mobilité lourde, chaleur, etc.) ; (3) faciliter l'intégration des renouvelables dans le mix électrique. Le tableau 1 en résume les ordres de grandeur et les objectifs de production.

Produire tout cet hydrogène, destiné aussi bien aux usages industriels actuels qu'à de nouveaux usages énergétiques de façon décarbonée, représente un énorme défi. La production par électrolyse de l'eau est privilégiée, mais il s'agit d'un procédé dont le coût énergétique est environ sept fois plus élevé que celui du vaporeformage du méthane, actuellement utilisé à 95 %. La production d'un kg d'hydrogène par électrolyse requiert ainsi de consommer environ 55 kWh d'énergie électrique. Le coût de production dépend non seulement de celui de l'électricité bas carbone utilisée, mais aussi du coût des électrolyseurs et de leur maintenance.

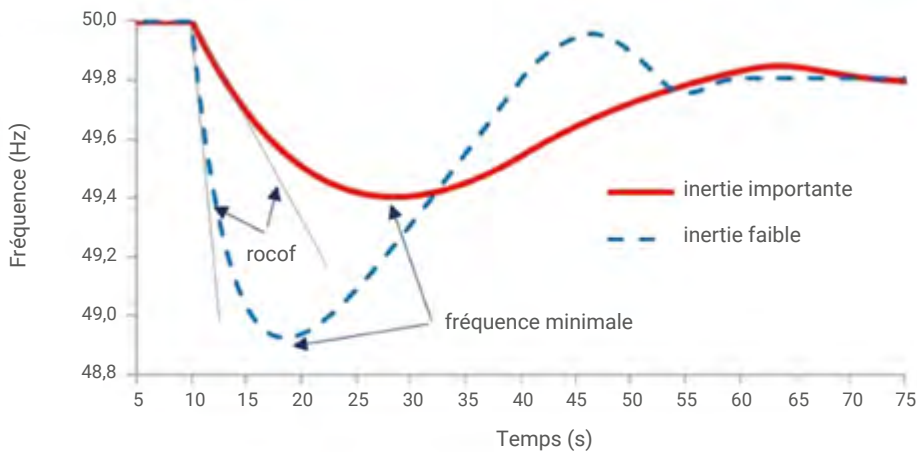
(a) Pour une analyse plus détaillée, voir par exemple :
 • G. Bonhomme, https://cutt.ly/conversation_debat_lhydrogene, et
 • G. Bonhomme, https://cutt.ly/articles_des_emerites_2021.

| | France | Union européenne | Monde |
|---|--|--|--|
| Usages industriels non énergétiques actuels | 0,9 Mt | 9 Mt | ~ 100 Mt |
| Objectifs de production par électrolyse pour 2030-2035 : | 0,63 Mt | 12-17,5 Mt | |
| • Usages industriels | 0,4 Mt | 3 Mt | |
| • Usages énergétiques (mobilités lourdes, réseaux de gaz) | 0,23 Mt | | |
| Besoins induits en électrolyse. | 6,5 GW, 35 TWh | | |
| Objectifs 2050 et besoins en électricité, capacité d'électrolyse | 20 % énergie finale (2016) : 8 Mt, 440 TWh, 70 GW | 24 % énergie finale (2018) : 65 Mt, 3600 TWh | 528 Mt équiv. H ₂ (cf. scénario NZE de l'IEA) |
| Usage dans la gestion de l'intermittence des EnRi (au-delà de 2035) | Indication : trois jours de backup total (= 5 TWh) → 0,25 Mt, 14 TWh, 2 GW | | |

Tableau 1. Objectifs de production et d'utilisation de l'hydrogène en France, dans l'Union européenne et dans le monde.

Alors que le coût actuel du kg de dihydrogène produit par vaporeformage du gaz naturel se situe entre 1,5 et 2 €, celui produit par électrolyse se situe dans une fourchette 3-9 €/kg. Pour pouvoir devenir économiquement compétitive, cette production d'hydrogène bas carbone par électrolyse devrait satisfaire aux conditions suivantes ^(a) :

- les électrolyseurs doivent fonctionner le plus longtemps possible à pleine charge toute l'année, pour limiter le surdimensionnement des installations ;
- les électrolyseurs doivent assurer pour l'industrie une production régulière et continue ;
- le système électrique doit être en mesure de délivrer l'énorme quantité d'électricité nécessaire. ■



1. Allure type d'un transitoire de perte de puissance. ("rocof" : rate of change of frequency). (Source : EDF).

>>>

sous-marines voire souterraines à très haute tension, du fait de pertes d'énergie trop importantes dans les câbles. (Ces liaisons sont en effet devenues indispensables pour interconnecter électriquement les pays séparés par des bras de mer ou connecter les éoliennes en mer situées loin des côtes.)

Les lois de l'équilibre instantané d'un réseau triphasé

Un système électrique triphasé est constitué d'un ensemble d'alternateurs connectés par couplage électromagnétique à un réseau qui alimente des récepteurs. **Tous** les alternateurs fonctionnent alors à la même fréquence instantanée, proportionnelle à leur vitesse de rotation. Cette fréquence dite « synchrone », dont les variations se propagent à l'ensemble du réseau en une fraction de seconde (à une vitesse proche de celle de la lumière dans le vide), est le paramètre commun qui détermine et caractérise l'équilibre instantané du système.

L'électricité ne se stockant pas en tant que telle, cet équilibre implique en outre qu'à tout instant la production soit exactement égale à la consommation. Les actions volontaires correctives ne pouvant être instantanées, le système réagit naturellement en adaptant sa fréquence pour s'équilibrer en puissance (voir les explications détaillées plus loin) :

la fréquence baisse si la production est inférieure à la consommation, augmente dans le cas contraire. Mais cette adaptation en fréquence est limitée par les tolérances très étroites de variations acceptables autour de la fréquence nominale de 50 Hz : moins de $\pm 0,5$ Hz en régime normal, excursions maximales limitées à ± 1 Hz dans les situations exceptionnelles dégradées de très courte durée.

C'est ici qu'intervient un paramètre physique essentiel : **l'inertie mécanique des rotors des alternateurs connectés au réseau**, complétée dans une moindre mesure (quelques pourcents du total) par celle des moteurs synchrones et asynchrones des installations industrielles alimentées par le réseau. C'est pourquoi l'inertie globale d'un système électrique dépend de sa charge : plus la demande est élevée, plus le nombre d'alternateurs et de moteurs raccordés au réseau est élevé, donc plus l'inertie globale est importante. Cette dernière agit de deux façons complémentaires :

- par une action stabilisatrice « mécanique » : l'inertie des rotors s'oppose aux variations brutales de leur vitesse de rotation, donc de la fréquence qui lui est strictement proportionnelle. Ceci laisse aux régulateurs de puissance des machines entraînant les alternateurs le temps de compenser les déséquilibres de fréquence et de puissance entre production et consommation ;

- par une action autorégulante « énergétique » : les rotors constituent des volants d'inertie naturels qui stockent de l'énergie cinétique. En cas de baisse de fréquence, donc de leur vitesse de rotation, ils perdent une partie de cette énergie cinétique, qui est naturellement et immédiatement transférée au réseau par couplage électromagnétique, sans qu'aucune action ne soit nécessaire.

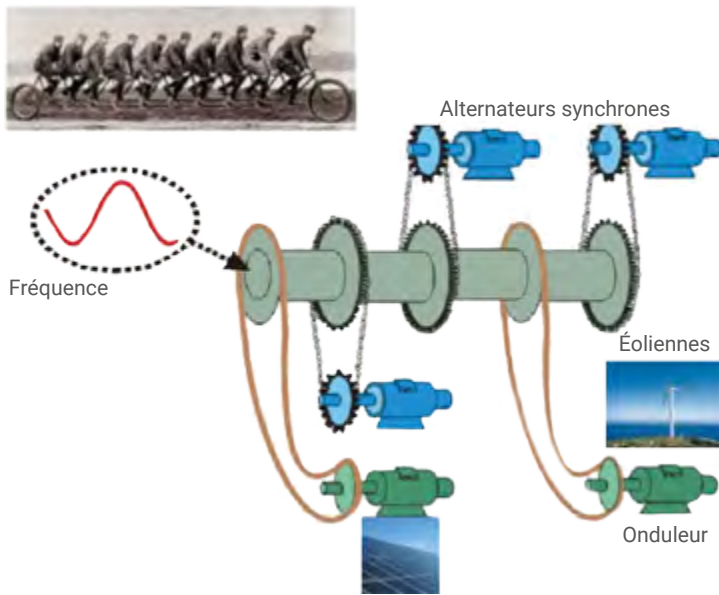
L'impact type de l'inertie sur les transitoires de fréquence d'un réseau est illustré sur la figure 1, qui montre que plus l'inertie est faible, plus la variation de fréquence est rapide et plus la fréquence chute profondément au cours du transitoire, donc plus le système est déstabilisé.

À titre indicatif, la fréquence minimale est atteinte en 10 à 15 secondes sur le (grand) réseau métropolitain français, fortement interconnecté au réseau européen, mais en largement moins de 5 secondes sur les (petits) réseaux isolés des îles DOM-TOM, alimentés par de petites machines, dont les rotors ont peu d'inertie. (Remarque : les variations de fréquence se propagent sur les réseaux à une fraction de la vitesse de la lumière ; on peut donc considérer que la fréquence est pratiquement homogène à tout instant).

Impacts de l'insertion d'électricité intermittente dans les réseaux

L'insertion dans les réseaux de sources d'électricité intermittente et aléatoire éolienne et/ou photovoltaïque a deux conséquences principales.

1. Leurs variations de puissance s'ajoutent (algébriquement) à celles de la demande, et c'est donc ce cumul qui doit être compensé par différents moyens : moyens de production pilotables (c'est-à-dire dont la puissance est modulable à volonté, dits de "back-up" en anglais), stockage/déstockage d'énergie, effacement de certaines consommations non prioritaires, enfin importation ou exportation d'électricité. En effet, la production d'électricité intermittente est le plus souvent décorrélée de la demande : même si elle peut



2. Illustration imagée des différences entre couplage synchrone des alternateurs et couplage non synchrone des onduleurs de puissance. (Source : EDF).

parfois contribuer à la satisfaire (par exemple, dans le cas des climatisations alimentées par de l'électricité photovoltaïque en été lorsque le soleil est au zénith), cette production survient majoritairement à contretemps : elle est faible l'hiver quand la demande est forte, et abondante l'été quand la demande est faible. Ceci accroît les besoins en modulation de puissance des autres moyens d'équilibrage cités ci-dessus.

2. Mais l'effet le plus important du point de vue de la stabilité instantanée du système est la réduction de son inertie globale. Cette réduction est due au remplacement d'une partie des moyens pilotables utilisant des alternateurs par des moyens intermittents dépourvus d'inertie propre et de capacités naturelles de réglage synchrone, car couplés au réseau *via* des onduleurs électroniques de puissance qui ne sont pas couplés au réseau de façon synchrone, comme illustré dans la figure 2.

Il est néanmoins possible de doter partiellement les onduleurs de certaines des capacités des alternateurs par les deux moyens suivants.

- Les onduleurs des éoliennes peuvent être dotés d'un automatisme électronique d'extraction « d'inertie synthétique ». Il ne s'agit pas à proprement parler d'inertie au sens mécanique, mais d'un système permettant de faire ralentir temporairement le rotor des éoliennes pour en extraire une partie de l'énergie cinétique, qui est alors réinjectée dans le réseau (c'est l'équivalent de la contribution énergétique des rotors d'alternateurs). Ce système, pour l'instant peu usité, présente de l'intérêt dans la perspective de forts taux de pénétration de l'électricité éolienne dans les réseaux,
- La puissance des éoliennes et des panneaux photovoltaïques peut également être modulée grâce à l'adjonction d'autres automatismes électroniques. Mais cette modulation n'est certaine qu'à la baisse de puissance : en effet, les modulations à la hausse peuvent être contre-carrées par des baisses fortuites et très rapides des sources primaires de vent (la puissance délivrée par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, donc très sensible à cette dernière) ou de soleil (passages nuageux par exemple).

En résumé, si certaines capacités de modulation peuvent être mises en œuvre, elles restent partielles, moins efficaces et beaucoup plus complexes à utiliser que celles des alternateurs. En tout état de cause, la réduction de l'inertie globale qui résultera de leur usage croissant sera dans le futur un élément majeur de réduction de la stabilité instantanée des systèmes électriques, augmentant à la fois l'amplitude et la vitesse des variations de fréquence (fig. 1). **Jusqu'où peut-on alors aller dans l'insertion d'électricité intermittente ?**

Quelles limites à l'insertion d'électricité intermittente dans les réseaux ?

Un grand nombre d'études ont été publiées à ce sujet, mais l'immense majorité d'entre elles se limite à un équilibre purement statistique entre production et consommation, comparant les quantités moyennes d'énergie électrique produites et consommées par tranches horaires. Il s'agit d'un passage préalable obligé mais très insuffisant, car il n'a rien à voir avec l'équilibre des puissances instantanées, qui se joue en des temps allant de quelques secondes à des dizaines de secondes comme explicité ci-dessus, et relève des lois de la physique (électricité, électromagnétisme, mécanique rationnelle, etc.). Cependant, très peu d'organismes dans le monde ont les compétences nécessaires pour aborder ces études physiques, d'une très grande complexité s'agissant des grands réseaux.

L'étude la plus complète et aboutie à cet égard est celle publiée en juin 2015 par EDF R&D [1]. Elle porte sur l'ensemble des réseaux interconnectés de trente-quatre pays européens à l'horizon 2030 et s'appuie sur plus de trente ans de relevés météorologiques combinés. Elle constitue une première étape très instructive, dont les principaux enseignements peuvent être résumés comme suit.

Un taux de pénétration de 40 % d'éolien + photovoltaïque est possible en moyenne spatiale sur l'ensemble de la plaque européenne, sous certaines conditions telles que :

>>>

>>>

- maintien de moyens pilotables (utilisant des stocks d'énergie et non des flux variables) assurant 60 % de la production annuelle en moyenne,
- participation des éoliennes aux réglages de puissance *via* leur « inertie synthétique »,
- modulation de leur puissance de sortie ainsi que celle du photovoltaïque,
- renforcements et/ou création de nouvelles interconnexions pour accroître les importations/exportations,
- recours aux effacements de la demande (déconnexions volontaires de récepteurs). En revanche, pour des raisons économiques, un recours massif au stockage d'énergie n'apparaît pas encore indispensable à l'horizon 2030.

“Un taux de pénétration de 40 % d'éolien + photovoltaïque est possible en moyenne annuelle et spatiale sur l'ensemble de la plaque européenne, sous certaines conditions.”

Ce taux annuel moyen de pénétration de 40 % recouvre cependant des écarts très importants entre les taux de pénétration instantanés, qui conditionnent physiquement l'équilibre dynamique des réseaux : ainsi, le taux instantané maximum admissible en moyenne spatiale européenne varie d'environ 25 % lorsque la demande est très faible (c'est-à-dire lorsque le réseau a peu d'inertie mécanique, car peu d'alternateurs et de moteurs y sont raccordés) à près de 70 % lorsque la demande est très élevée (le réseau a alors une grande

inertie car un grand nombre d'alternateurs et de moteurs y sont raccordés). Ce résultat confirme bien le rôle crucial de l'inertie.

On notera cependant que les taux instantanés ci-dessus, compris entre 25 et 70 % en moyenne spatiale européenne, n'interdisent pas des taux locaux pouvant être bien plus élevés dans certains pays et à certains moments, s'ils sont compensés ailleurs grâce aux interconnexions. Ceci est notamment possible dans les pays ayant de « petits » réseaux très peu puissants mais très fortement interconnectés à des réseaux voisins beaucoup plus puissants. L'exemple le plus éclairant est celui du Danemark, très fortement interconnecté aux puissants réseaux allemand, suédois et norvégien, *via* des interconnexions également très puissantes pouvant assurer à elles seules l'équilibre instantané du réseau danois ; ceci permet d'ores et déjà à ce dernier de fonctionner avec 100 % d'électricité éolienne à certaines périodes... Cette situation n'est évidemment pas extrapolable aux grands réseaux, dont celui de la France.

À ce stade, une interrogation surgit : « Sera-t-il possible d'aller plus loin en matière de taux instantané de pénétration d'électricité éolienne et/ou photovoltaïque ? » Cette interrogation se confond en grande partie avec une autre : « Sera-t-il possible de faire fonctionner des réseaux avec une inertie très faible, voire à la limite sans aucune inertie ? » Ceci constituerait une véritable « révolution copernicienne » technologique. Plusieurs programmes de R&D destinés à tenter de répondre à ces questions ont été engagés, dans le cadre de coopérations sous l'égide de l'Union européenne. Il s'agit notamment des projets :

- MIGRATE [2] et OS MOSE [3], qui ont pour objet d'étudier puis d'expérimenter grâce à des démonstrateurs la stabilité d'un réseau avec une part massive d'électricité intermittente, impliquant une très forte proportion de moyens de production couplés par des onduleurs électroniques de puissance ;
- EU-SysFlex [4], dont l'objet est d'étudier l'intégration systémique

des technologies de « réseaux intelligents » (“smartgrids” en anglais, voir l'article p. 140), stockages/déstockages d'énergie, flexibilités des moyens de production et des consommations, etc., incluant tous les aspects : faisabilité technique, environnement (minimisation des émissions de CO₂ des mix électriques), sécurité d'alimentation, réglementation, couts, fonctionnement des marchés, etc.

Les résultats de ces projets ont été publiés en décembre 2021. Ils précisent les pistes possibles et les résultats obtenus à la fois par des études théoriques, des simulations numériques et des expérimentations sur des mini-réseaux. Mais ce n'est qu'une première étape, qui doit se poursuivre par de nouvelles études et expérimentations avant un possible déploiement en vraie grandeur sur des réseaux réels en exploitation, tout en garantissant la sécurité d'alimentation des consommateurs qui devront continuer à être alimentés. La marche à franchir est encore très haute et il est impossible à ce stade d'en dire plus.

D'immenses défis technologiques et économiques restent à relever...

Le premier d'entre eux est, comme déjà largement souligné, la question de l'affaiblissement, voire de la quasi-disparition de l'inertie qui ferait suite à la généralisation des couplages de moyens de production *via* l'électronique de puissance. Les travaux en cours dans le cadre des projets MIGRATE et OS MOSE conduisent par exemple à la nécessité de mettre au point de nouveaux types d'onduleurs (dits “grid forming” en anglais), capables de simuler le comportement des alternateurs (sauf leur inertie), c'est-à-dire capables d'imposer à la fois leur fréquence et leur tension au réseau (onduleurs dits “grid forming” en anglais), alors que les onduleurs actuellement utilisés (dits “grid following”) ont un besoin impératif des références de fréquence et de tension du réseau pour fonctionner.

A contrario, les très faibles temps de réponse de l'électronique de puissance en général, et des onduleurs en particulier, constituent un avantage indéniable pour réguler les puissances. Il est ainsi d'ores et déjà possible de faire du réglage de puissance très efficace avec des batteries électrochimiques associées à des onduleurs, capables d'injecter ou d'absorber des échelons de puissance en moins d'une seconde. C'est-à-dire qu'ils sont capables d'agir sur l'équilibre instantané des puissances **avant** que la fréquence du réseau ait eu le temps de changer significativement (fig. 1). Néanmoins, ce type de fonctionnement implique que les constantes de temps globales des réseaux restent toujours suffisamment supérieures aux constantes de temps des réglages de puissance, donc que les réseaux conservent suffisamment d'inertie mécanique.

Aller plus loin, c'est-à-dire fonctionner sans autre inertie que celle, très faible, des récepteurs alimentés, impliquerait que les réglages de puissance soient quasi-instantanés et que tous les onduleurs raccordés au réseau soient, à tout instant, synchronisés exactement à la même fréquence dans des délais ultra-courts.

Il est assez probable qu'il sera possible de faire fonctionner des micro-réseaux de cette façon. Cependant, l'extrapolation aux grands réseaux interconnectés européens, qui pourraient comporter des dizaines de milliers d'onduleurs sur une étendue de plusieurs milliers de km, soulève des questions de faisabilité extraordinairement complexes, dont personne ne peut actuellement affirmer qu'elles pourront avoir une solution satisfaisante. Et même si ce devait être le cas, la stabilité instantanée de ces réseaux sera par nature inférieure à ce qu'elle est actuellement, car on remplacerait un système triphasé physiquement autosynchronisé par couplage magnétique de tous les alternateurs raccordés, *via* des signaux à très haute énergie (les courants de puissance circulant dans le réseau), par un synchronisme artificiellement créé pour piloter des onduleurs *via* une couche de contrôle-commande numérisée supplémentaire devant réagir de façon quasi-instantanée. Cette couche informatisée fonction-

nant à très faible énergie serait intrinsèquement vulnérable à la fois aux parasites électromagnétiques et aux cyberattaques, malgré toutes les précautions et parades mises en place. On peut donc craindre qu'une telle évolution dégrade de façon quasi-certaine la stabilité et la résilience des systèmes électriques par rapport à la situation actuelle, et par conséquent la sécurité d'alimentation des consommateurs d'électricité.

D'autres difficultés seront également à surmonter, notamment les deux suivantes.

- La capacité des moyens de production à rester connectés au réseau en cas d'appels de courant très élevés transitoires, que l'on rencontre notamment lors de démarrages de gros moteurs industriels et surtout de courts-circuits sur les réseaux. Dans ce cas, cette capacité est essentielle dans la mesure où la plupart de ces courts-circuits sont fugitifs, car ils dépendent des conditions atmosphériques (orages, notamment). Il est donc impératif que ces moyens de production ne se déconnectent pas pour pouvoir reprendre immédiatement leur production normale. Or, les onduleurs de puissance ne supportent pas des courants supérieurs de plus de 20 % à leur courant nominal (en raison des échauffements thermiques des composants électroniques), contrairement aux alternateurs qui tolèrent des courants transitoires jusqu'à six fois plus importants que leur courant nominal. Une solution palliative est envisagée pour octroyer aux onduleurs les capacités de surintensité qui leur font défaut : par exemple, leur adjoindre des batteries électrochimiques qui assureront cette fonction...
- Les onduleurs fonctionnent par « hachage » de courants continus, ce qui génère des harmoniques de courant (résultant de la décomposition des courants hachés en séries de Fourier). Or, les technologies les plus performantes utilisent des fréquences de hachage de plus en plus élevées, induisant des harmoniques de fréquences de plus en plus hautes, qui ont plusieurs inconvénients majeurs, en particulier :

- des déformations des ondes de tension et de courant, qui s'éloignent de plus en plus de sinusoïdes, et peuvent perturber gravement certains récepteurs ;
- des émissions de parasites électromagnétiques capables de perturber les transmissions filaires ou aériennes ;
- des échauffements thermiques de proximité (effets « micro-ondes »).

Des solutions palliatives existent également dans ces domaines : usage de filtres éliminant – ou au moins atténuant très fortement – les composantes parasites de tension et de courant à hautes fréquences. Mais il faudrait multiplier ces filtres en fonction d'un nombre très élevé d'onduleurs...

En résumé, les programmes de R&D actuellement en cours visent à déterminer la faisabilité de ce qu'il n'est pas exagéré de qualifier de « révolution copernicienne » concernant les principes, les technologies et les modes de gestion de l'équilibre instantané des réseaux et de leur sécurité. Le succès sera-t-il au rendez-vous ? Il est trop tôt pour le dire, d'autant plus que la réussite technologique ne suffira pas : il faudra **aussi** que les coûts de ces technologies soient économiquement supportables, l'électricité étant devenue un bien de première nécessité dont le prix devra impérativement rester acceptable pour les consommateurs. ■

① —
② —
③ —

1• A. Burtin et V. Silva, "Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60 % Renewables", EDF R&D Technical Report (17 juin 2015). DOI:10.13140/RG.2.1.2213.6166

2• www.h2020-migrate.eu/

3• www.osmose-h2020.eu/

4• www.h2020-bridge.eu/

Smart grids ou réseaux intelligents : de quoi s'agit-il ?

Georges Sapy (sapygeorges@gmail.com)

Ancien ingénieur d'EDF, membre du conseil scientifique de Sauvons Le Climat.

Les réseaux d'électricité intelligents intègrent les technologies de l'information et de la communication pour ajuster les flux d'électricité entre producteurs et consommateurs. Ils apportent de meilleures flexibilité, fiabilité, accessibilité, et une diminution des coûts.

Le terme de "Smart grids" ou « réseaux intelligents » est à géométrie... évolutive.

Historiquement, les réseaux électriques ont été munis d'automatismes analogiques puis ensuite numériques, destinés à surveiller leurs paramètres (fréquence, tensions, intensités...) et à initier des actions automatiques de régulation pour maintenir ces paramètres dans les plages requises, ou de protection lorsqu'ils en sortaient afin d'éviter des conséquences dommageables pour la sécurité des personnes et des biens. Ces dispositifs peuvent être considérés comme les précurseurs « d'intelligences » très rudimentaires, mais néanmoins très efficaces par la rapidité de leurs actions automatiques.

Mais c'est avec l'introduction des sources d'électricité éoliennes et photovoltaïques intermittentes et fortement variables que le concept de « réseau intelligent » est véritablement apparu.

Car cette introduction a apporté de nouvelles contraintes de prévision et de gestion en temps réel de leurs productions, mais aussi de nouvelles technologies de connexion au réseau, *via* des onduleurs électroniques de puissance qui, contrairement aux machines synchrones (alternateurs)

qui s'auto-synchronisent naturellement par couplage électromagnétique, vont devoir être synchronisés et pilotés artificiellement *via* des systèmes de contrôle-commande numérisés supplémentaires.

Par ailleurs, on ne pourra plus se contenter d'adapter la puissance instantanée à la consommation, mode de gestion qui a prévalu jusqu'à présent. Une gestion plus active de la consommation va devoir être mise à contribution pour participer activement à l'équilibre entre la production et la consommation du réseau *via* des effacements, reports, stockages et déstockages d'énergie, face à la variabilité des sources intermittentes. « L'intelligence » requise ne gèrera donc plus seulement des contraintes techniques, mais devra inclure des fonctionnalités contractuelles et commerciales : les effacements ou reports de consommation, qu'ils soient professionnels ou domestiques, impliqueront l'accord des consommateurs qui seront rémunérés pour ce service. Ils pourront même devenir fournisseurs du réseau si l'on fait appel aux batteries de leurs voitures électriques pour le soutenir lors des périodes de forte consommation. Ceci impliquera là encore de nouvelles capacités

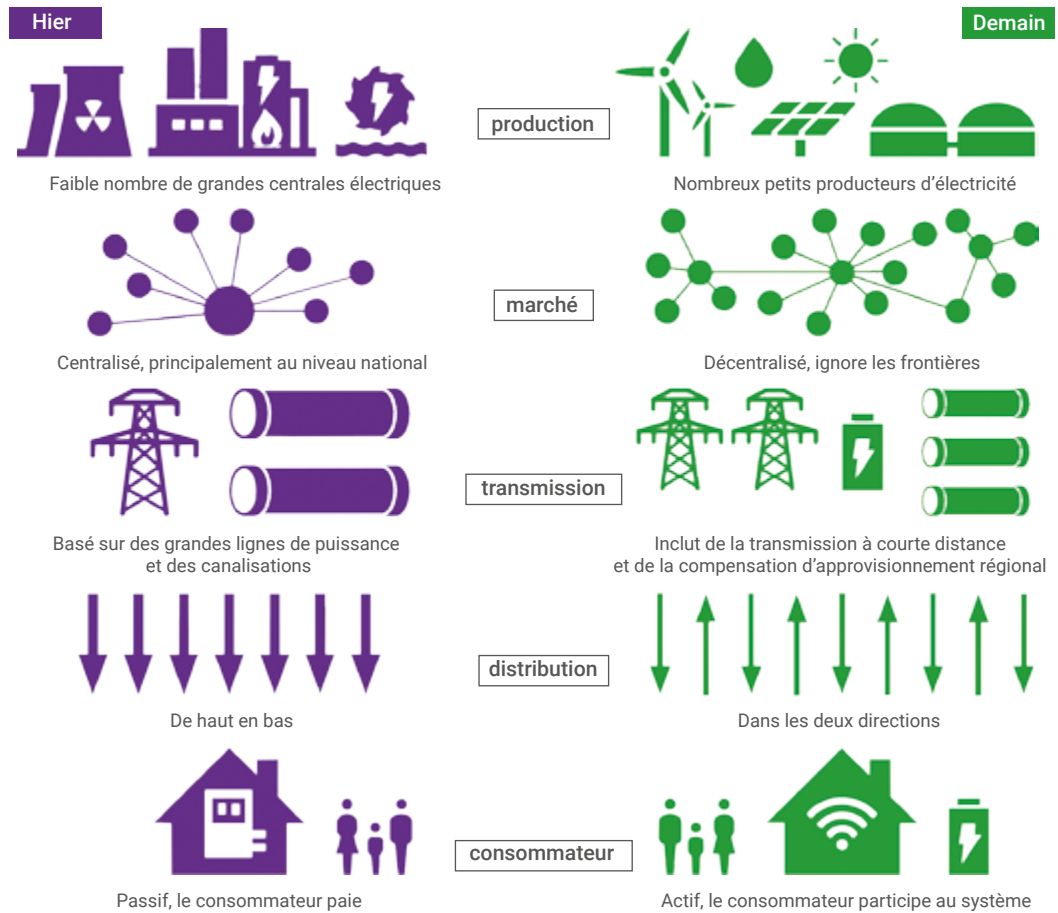
numérisées de pilotage de ces échanges.

En résumé, les réseaux vont devoir devenir de plus en plus flexibles pour gérer en temps réel :

- des variations de puissance d'amplitudes croissantes ;
- des moyens de production intermittents ;
- des consommations qui vont devenir davantage modulables ;
- des stockages et déstockages d'énergie ;
- des échanges d'électricité accrus avec les pays voisins.

Le tout avec des contraintes à la fois techniques (rester dans les plages paramétriques requises), de sécurité (garantir à tout instant les marges nécessaires), et de gestion des aspects commerciaux entre fournisseurs et consommateurs, tout cela *via* des échanges numérisés.

L'hypercomplexité de cette gestion multifactorielle dans des délais très courts (quelques secondes), indispensables pour préserver l'équilibre instantané des réseaux, n'est envisageable que *via* une multitude de capteurs mesurant en permanence les paramètres des réseaux, d'actionneurs capables d'actions correctives rapides, de compteurs communicants de type



Caractéristiques d'un réseau intelligent (à droite) par rapport au système électrique traditionnel (à gauche).

© Bartz/Stockmar - Energy Atlas 2018 - Wikimedia CC BY-SA 4.0.

Linky mesurant les échanges entre réseaux et consommateurs, etc. L'ensemble sera piloté par une couche de télécommunications informatisée incluant des logiciels sophistiqués d'IA (intelligence artificielle) permettant d'optimiser l'ensemble des échanges au moindre coût pour les producteurs, les gestionnaires de réseaux et les consommateurs. Le terme de « réseau intelligent » prendra alors tout son sens dans sa version la plus générale...

Cependant, cet objectif théorique extrêmement ambitieux soulève des interrogations majeures de faisabilité, concernant notamment :

- le pilotage *via* la couche de télécommunications informatisée des dizaines de milliers d'onduleurs qui pourraient un jour remplacer massivement les machines synchrones à l'échelle européenne. Ce sujet

relève actuellement de la R&D, et sa faisabilité opérationnelle sur les grands réseaux n'est pas acquise à ce jour ;

- l'hypercomplexité du fonctionnement de tels réseaux « intelligents », dont la maîtrise logicielle n'est pas non plus acquise du fait de la multitude de logiciels d'IA qui interféreront ;
- la cyber-protection de la couche de télécommunications informatisée munie d'IA, qui constituera une cible de choix du fait de son rôle stratégique et de sa structure multi-entrées à l'échelle du continent européen...

Il est entendu que ces futurs « réseaux intelligents » devront continuer à garantir une sûreté de fonctionnement très élevée, équivalente à celle qui prévaut actuellement, ceci à un coût restant soutenable.

En conclusion, les « réseaux intelligents » recèlent des inconnues majeures et soulèvent des défis considérables, dont il est actuellement impossible de prévoir et garantir l'issue. C'est un travail de long terme qui s'engage.

D'ici là, seul un développement progressif et prudent, dans une démarche pas à pas résolvant les difficultés et validant les solutions les unes après les autres, est envisageable, car les réseaux devront en même temps continuer à assurer leur fonction de façon pérenne et sûre !

Néanmoins, les applications les plus faciles à mettre en œuvre comme la gestion « intelligente » des échanges entre gestionnaires de réseaux et consommateurs devraient apparaître d'ici très peu d'années, avec la généralisation de Linky. Mais l'essentiel reste à faire à ce jour... ■



© Make-commonswiki (CC BY-SA 3.0).



© Cyril FRESILLON / CC IN2P3 / CNRS Images



© TomToto03 (Wikimedia Commons).

Photos, de haut en bas :

- Mine de lignite près de la centrale thermique de Belchatów, en Pologne.
- Bibliothèque de stockage à bandes magnétiques du Centre de calcul de l'Institut de physique nucléaire et de physique des particules (IN2P3) du CNRS. Cette infrastructure de recherche conçoit et opère un système de stockage de masse et de traitement de grandes quantités de données, contribuant ainsi à de nombreuses expériences d'envergure internationale, principalement dans le domaine de la physique des deux infinis..
- Vue aérienne d'un *smog* de pollution photochimique à Mexico en 2010.



Impacts environnementaux et risques des filières énergétiques

Cette dernière partie aborde les questions importantes des impacts environnementaux, notamment en termes de besoins en ressources minérales, économiques et sanitaires des filières énergétiques.

Le premier article, de Gérard Bonhomme, Jacques Treiner et Olivier Vidal, s'intéresse au sujet crucial du poids des ressources minérales dans les systèmes énergétiques.

Le second article, de Marc Bidan *et al.*, est dédié aux conséquences du développement des technologies du numérique.

Le troisième article, de Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, analyse les couts cachés de l'électricité.

Enfin, l'article de Roland Masse traite de l'impact et du cout sanitaires des différentes formes de production et de consommation d'énergie.

Le poids des ressources minérales dans les systèmes énergétiques

Gérard Bonhomme⁽¹⁾ (gerard.bonhomme@univ-lorraine.fr), **Jacques Treiner**⁽²⁾ (jtreiner@orange.fr) et **Olivier Vidal**⁽³⁾ (olivier.vidal@univ-grenoble-alpes.fr)

(1) Institut Jean Lamour, Campus Artem, Université de Lorraine, 2 allée André Guinier, 54000 Nancy

(2) Chercheur associé au Laboratoire Interdisciplinaire des Énergies de Demain, Université Paris-Cité
Président du Comité d'Experts du Shift Project

(3) Institut des Sciences de la Terre (UMR 5275 CNRS et Université Grenoble-Alpes), CS 40700, 38058 Grenoble Cedex 9

L'humanité utilise les ressources minérales à un niveau sans précédent et la demande va continuer de croître au cours des prochaines décennies, alimentée par les transitions énergétique et numérique et le développement économique des pays très peuplés. Mais la nature et les quantités de ressources minérales nécessaires sont fortement dépendantes des types d'utilisation envisagés, lesquels varient selon l'organisation et le niveau de développement des sociétés.

La demande en matières premières doit donc être estimée selon une approche dynamique et régionalisée, prenant en compte les différents scénarios de développement, notamment pour ce qui concerne le déploiement de ressources énergétiques renouvelables ou décarbonées.

Le présent article reprend en les résumant les principales analyses d'articles précédemment publiés d'Olivier Vidal et al. [1-4].

La consommation de matières premières et de ressources minérales (gravier et sable, ciment, minerais, minéraux industriels) employées pour construire les infrastructures urbaines, énergétiques, de transport et les biens de consommation des sociétés modernes a augmenté au cours du siècle dernier à un rythme moyen de 2 à 5 % par an. L'humanité utilise désormais les ressources minérales à un niveau sans précédent, avec 70 milliards de tonnes de matériaux extraits du sol chaque année. Les prédictions répétées d'épuisement à court terme des ressources fossiles n'ont jusqu'à présent pas été confirmées par

l'apparition de réelles pénuries. L'augmentation apparente des réserves, malgré la forte croissance de la consommation, s'explique par le progrès technologique qui permet d'exploiter de nouvelles ressources fossiles de moindre qualité au même coût. Comme la quantité de gisements à faible teneur est beaucoup plus importante que celle des gisements concentrés, les réserves ont augmenté avec les améliorations technologiques.

Cette tendance donne l'impression trompeuse qu'une croissance perpétuelle est possible dans un monde fini, la Terre.

Comment évaluer la demande et la disponibilité futures des ressources minérales ?

La disponibilité future des ressources minérales découle de la capacité de production, qui dépend elle-même des technologies de production, du type et de la qualité des gisements de minerai contrôlant les coûts de production, et de la proportion de produits recyclés en fin de vie. Elle dépend également de la demande, qui est elle-même liée à la population et au niveau de vie, aux cycles économiques et géopolitiques, et au développement technologique associé



© TomTooM03 (Wikimedia Commons).

Vue aérienne de la carrière de Beauvoir à Échassières (Allier), où la société Imerys projette de développer l'exploitation d'hydroxyde de lithium, en vue d'équiper des batteries de voitures électriques.

“ L'augmentation apparente des réserves, malgré la forte croissance de la consommation, s'explique par le progrès technologique qui permet d'exploiter de nouvelles ressources fossiles de moindre qualité au même cout. ”

aux transitions énergétique et numérique. Tous ces paramètres définissent les conditions d'une production économiquement viable. Ils varient dans le temps, sont couplés et ne doivent pas être analysés séparément.

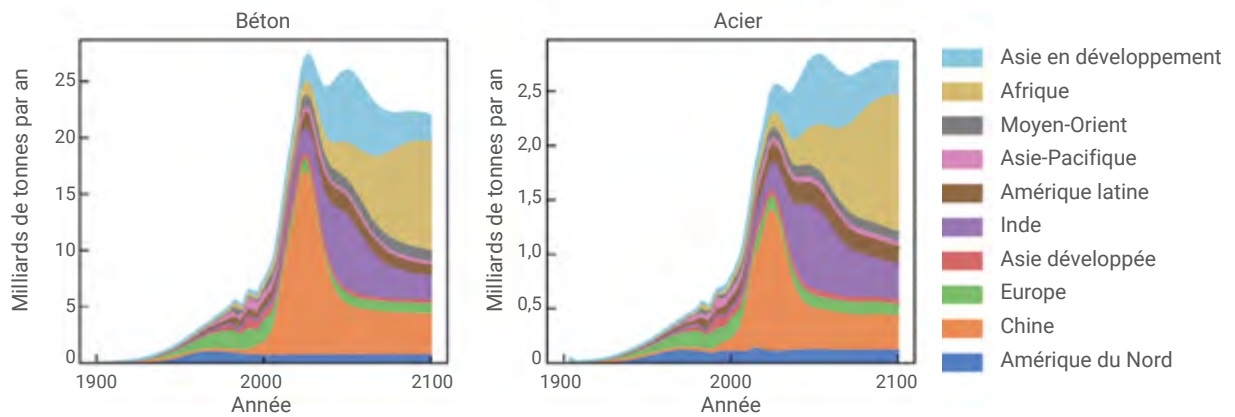
Au cours des dernières décennies, la demande de matériaux non énergétiques a été intensivement étudiée par le biais d'analyses de flux de matériaux. Ces modèles (cf. Vidal [1]) sont des outils précieux et puissants pour discuter de la question des ressources mondiales en relation avec les changements socio-économiques. Cependant, ils reposent parfois sur des hypothèses empiriques contestables, comme la dépendance linéaire de la demande totale de métaux par rapport à l'évolution du Produit intérieur brut (PIB). Cette hypothèse, fondée sur un ajustement empirique aux données historiques mondiales couvrant une période trop courte, est

en contradiction avec l'évolution récente observée dans les pays développés. En outre, elle suppose que la demande future de métal par unité de PIB sera la même que par le passé, alors que de nouvelles technologies qui n'existaient pas il y a deux décennies se développent rapidement dans les secteurs de l'énergie, des transports, de l'informatique et des communications.

L'estimation de la demande mondiale doit ainsi impérativement prendre en compte l'existence de trois phases successives dans le développement des sociétés, qui induisent des besoins différents en matériaux : (i) création des infrastructures, urbanisation et construction de bâtiments ; (ii) développement des nouvelles technologies ; (iii) transition vers une économie bas carbone.

Cette estimation nécessite une approche ascendante par technologie,

>>>



1. Évolution cumulée des consommations annuelles de béton et d'acier par zone géographique, fondée sur des lois logistiques de croissance du PIB et de la population. (Source : figure 2 de Vidal *et al.* [1]).

>>>

car les besoins des sociétés en matériaux et en énergie, leurs intensités d'utilisation et leurs rendements évoluent à des rythmes différents selon les époques et les lieux. Les prévisions des modèles s'appuient sur des scénarios dont les hypothèses peuvent conduire à de grandes variations en termes de quantité et de type de matériaux consommés. C'est particulièrement le cas pour la consommation des matériaux du système énergétique lui-même. En retour, l'extraction et la mise en forme des ressources minérales utilisées impactent la demande finale en énergie.

Nous aborderons dans un premier temps l'approche méthodologique de l'évolution générale de la demande en matériaux, avant de nous concentrer plus spécifiquement sur la demande associée à différents scénarios énergétiques.

Modélisation de l'évolution de la demande en ressources minérales

Dans un monde fini, il est bien sûr impossible de puiser à l'infini dans un stock de ressources limitées. Une modélisation globale de l'extraction de ressources minérales à l'aide de l'équation logistique^(a), déjà présentée dans l'analyse des ressources en combustibles fossiles (voir l'article de J. Treiner dans ce numéro, p. 9), conduit à une évolution des quantités annuelles extraites comportant au début une croissance rapide, un pic de production, suivi d'une décroissance correspondant à

l'épuisement de la ressource. Ce modèle doit évidemment être adapté pour prendre en compte les variations géographiques, et le fait que les besoins en matériaux, à la fois en quantité et en nature, évoluent au cours du développement des sociétés humaines. Empiriquement, on observe en effet une première phase de construction d'infrastructures exigeantes en matériaux bruts, pour l'industrie lourde, le logement et les transports, les communications et l'énergie. Cette phase est contrôlée par la croissance du PIB par habitant, avec un effet de saturation systématiquement observé quand celui-ci atteint environ 20 000 US\$/habitant. Dans une phase ultérieure, la demande en matériaux est contrôlée par l'évolution démographique et celle des technologies.

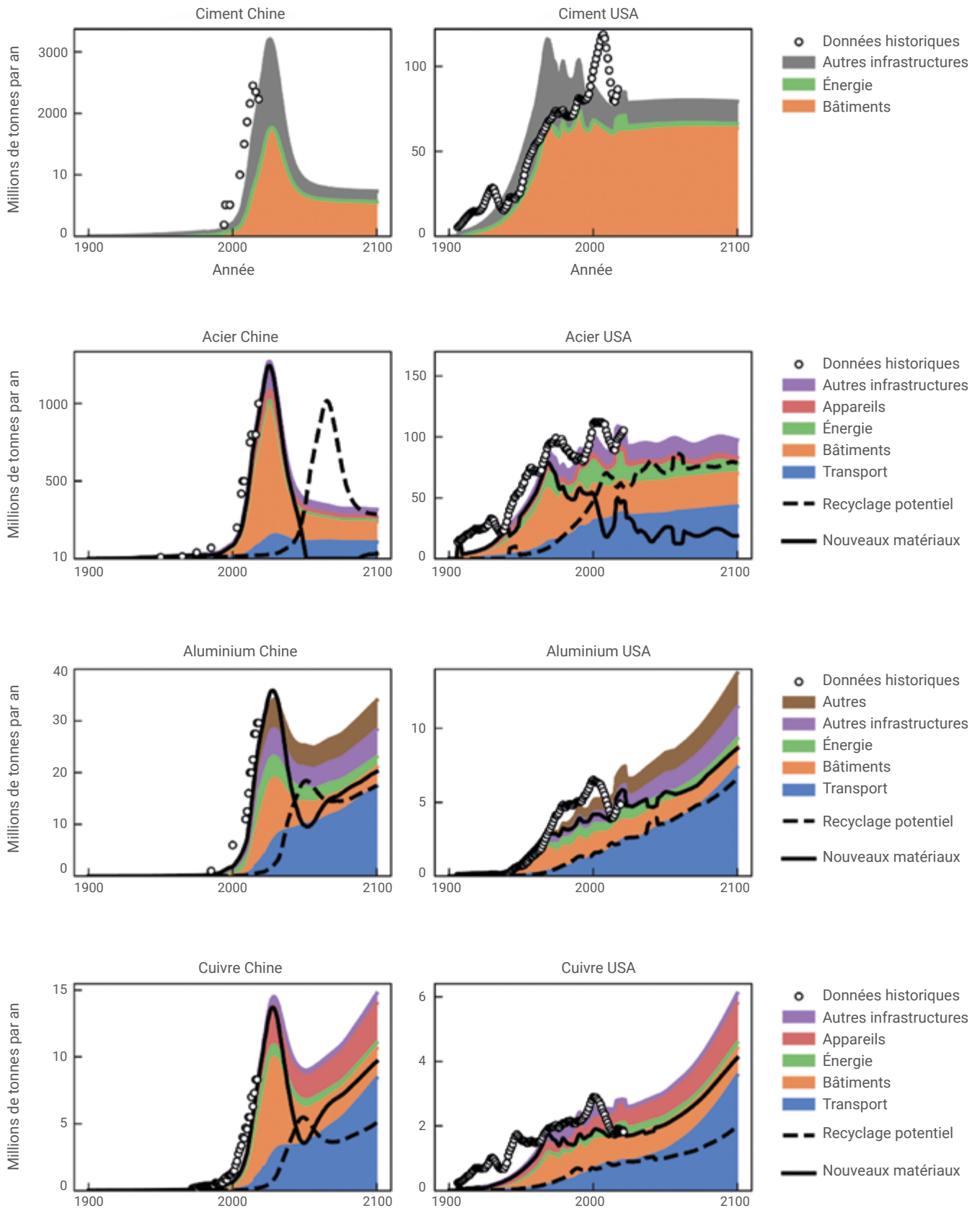
L'évolution du nombre d'unités technologiques par habitant, en fonction du PIB par habitant, suit ainsi une sigmoïde de fonction logistique dont les paramètres sont ajustés aux observations pour différents pays, ce qui permet de prédire l'évolution ultérieure. On peut ainsi réaliser une modélisation de l'évolution mondiale de la consommation annuelle de matériaux pour toutes les infrastructures (fig. 1) en additionnant d'abord pour chaque région les besoins pour chaque technologie, puis ensuite en sommant les évolutions régionales. Les consommations annuelles sont obtenues en prenant en compte les flux annuels primaires, recyclés et perdus (fig. 2). Cette approche totalement ascendante, partant des évolutions locales du PIB

et de la démographie, permet de relier la consommation mondiale de matériaux aux développements économiques, démographiques, et technologiques locaux. Il reproduit (fig. 2) les évolutions observées depuis la Seconde Guerre mondiale.

Après cette première phase de construction de leurs infrastructures de base, ou même déjà avant son achèvement, l'économie des pays évolue vers des technologies avancées. Celles-ci utilisent de nombreuses propriétés liées à la structure électronique, des propriétés catalytiques, quantiques ou semi-conductrices propres à presque tous les éléments du tableau périodique. Des changements rapides dans l'utilisation des métaux sont ainsi apparus au cours des dernières décennies dans le secteur des technologies de l'information et de la communication (TIC). Alors que la consommation de métaux de base a augmenté de 2 à 5 % par an depuis 1990, la croissance annuelle de la production de certains métaux rares utilisés dans les hautes technologies est actuellement d'environ 10 % par an. Il est difficile d'évaluer la demande future de ces métaux de haute technologie, car elle dépend plus de l'innovation technologique que du PIB par habitant.

Les nouvelles technologies concernent également le secteur de l'énergie, qui évolue pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre et se conformer aux accords de Paris. Malheureusement, les infrastructures solaires et éoliennes nécessitent plus de matières premières, par capacité

>>>



2. Demande en matériaux bruts par secteur économique (en Mt/an), calculée à partir de l'évolution des infrastructures pour la Chine (panneaux de gauche) et pour les USA (panneaux de droite). Les lignes noires continues et en tirets montrent respectivement le flux primaire et le flux théoriquement recyclé. Les cercles montrent les données historiques (USGS). Pour le ciment aux USA, on note un décalage entre observations et modélisation qui provient de l'évolution du secteur du bâtiment. (Source : figure 3 de Vidal et al. [1]).

>>>

installée et énergie fournie, que les installations à base de combustibles fossiles. Les figures 1 et 2 ont été calculées en supposant que la pénétration des technologies énergétiques à faible émission de carbone restera modérée. Pour une même évolution du PIB et de la population, et donc des infrastructures de construction, de transport et d'énergie, la demande de métaux sera différente pour une plus grande pénétration des énergies renouvelables.

La figure 3 illustre les différences dans les consommations mondiales de cuivre, lithium, cobalt et nickel pour les deux scénarios énergétiques contrastés RTS ("Reference Technology Scenario") et B2DS ("Beyond 2°C Scenario") de l'IEA (2017)^(b).

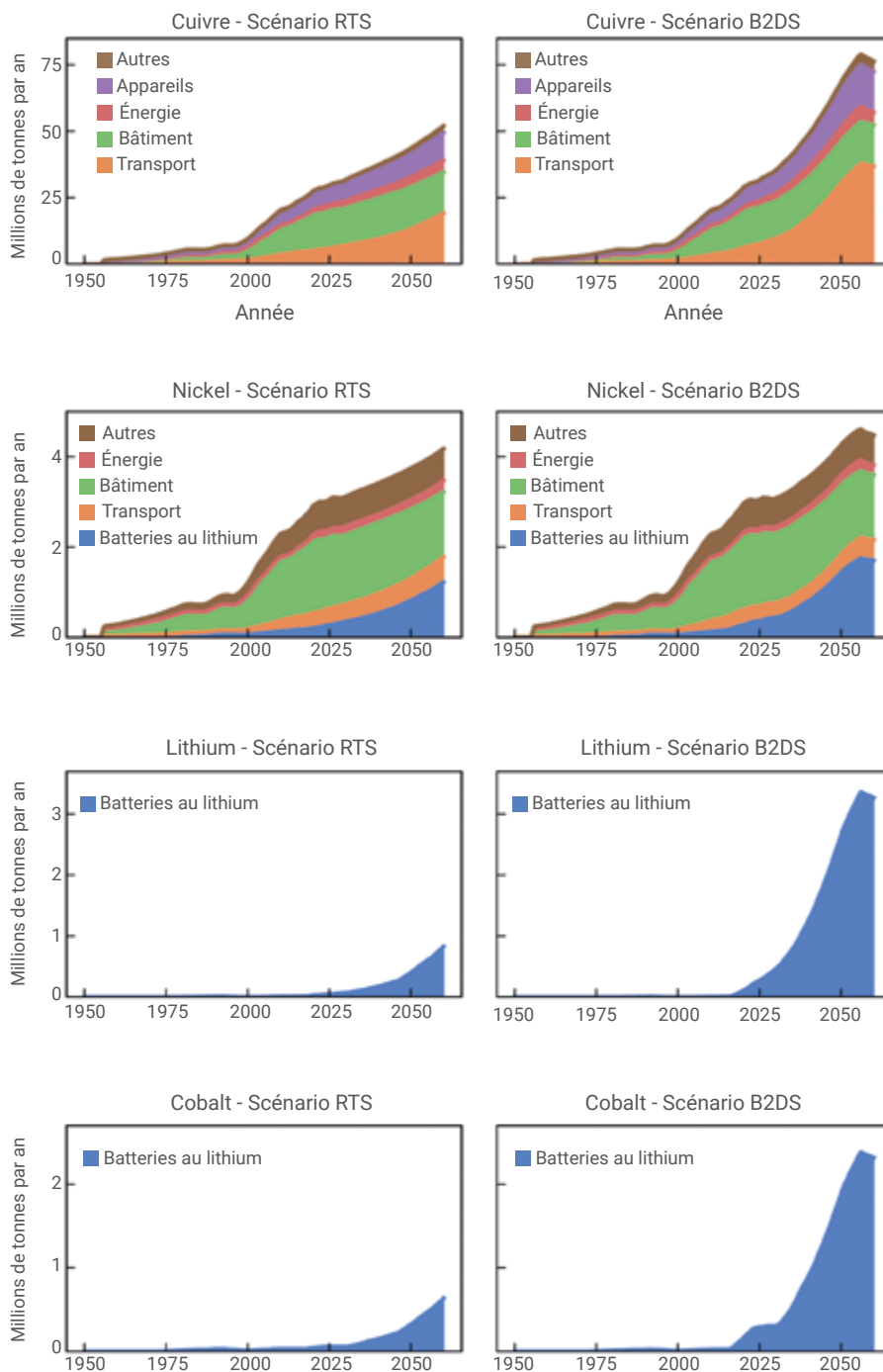
Le poids des ressources selon les scénarios énergétiques

Cet impact du secteur de l'énergie sur l'évolution de la demande mondiale en matériaux, selon les scénarios énergétiques et le taux de pénétration de renouvelables électrogènes, est crucial. L'évolution de la demande en matériaux bruts et ressources minérales requis par les systèmes énergétiques dépend de l'objectif de consommation finale, ainsi que des parts relatives des différents systèmes de conversion d'énergie envisagés.

La production d'électricité : quelle quantité de matériaux par mégawatt de capacité installée ?

La première spécificité des énergies de flux telles que le solaire et l'éolien est leur faible densité, dont la conséquence est la nécessité de grandes infrastructures déployées sur de larges étendues, ainsi que la mobilisation de grandes quantités de matériaux. La demande concerne non seulement les matériaux de base pour les infrastructures (béton, acier, aluminium et cuivre), mais également les métaux spécifiques utilisés dans la fabrication des panneaux photovoltaïques (PV) et des aimants des génératrices des éoliennes.

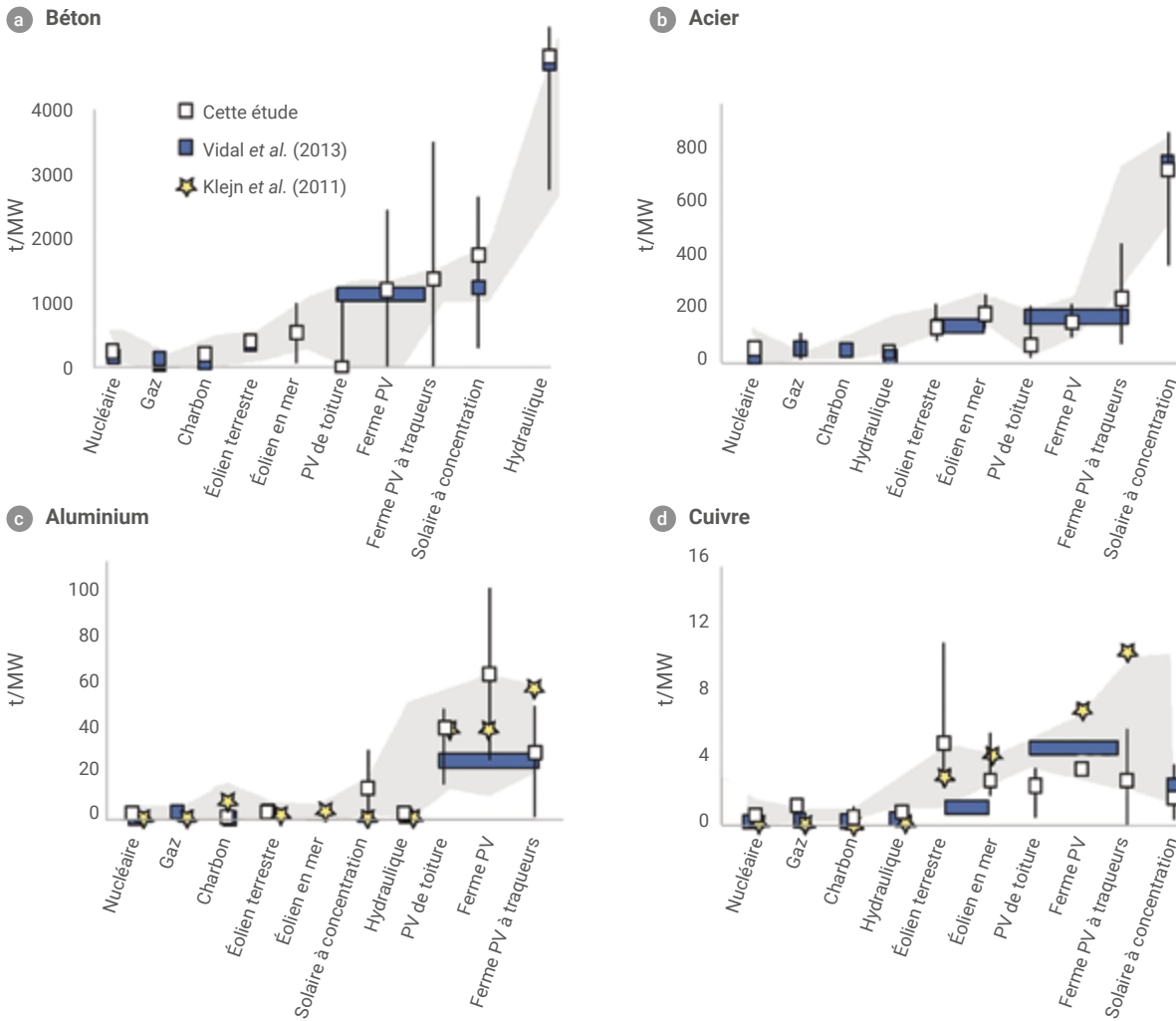
Les installations fonctionnant avec des énergies de stock (combustibles fossiles ou nucléaire) offrent une densité énergétique plus élevée. La mobilisation de matériaux de base,



3. Demande mondiale annuelle en cuivre, nickel, lithium et cobalt, calculée pour une évolution des infrastructures selon les scénarios de référence (RTS, panneau de gauche) et « en-deçà de 2°C » (B2DS, panneau de droite) de l'Agence internationale de l'énergie. (Source : figure 4 de Vidal et al. [1]). (L'oxyde de cobalt est largement utilisé dans les cathodes des batteries à base de lithium.)

ramenée en masse par unité de puissance installée, est plus faible que celle des infrastructures utilisant des énergies renouvelables. C'est ce que montre la figure 4, où sont comparées les masses requises par MW de capacité de différentes installations, allant de centrales thermiques classiques à des éoliennes et centrales photovoltaïques.

Ainsi, à puissance installée égale, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques demandent, selon les technologies, de cinq à quinze fois plus de béton, acier, cuivre ou aluminium que les centrales thermiques classiques à flamme ou le nucléaire. Les écarts sont encore plus grands si l'on rapporte la masse de matériaux utilisés, non à la puissance installée,



4. Masse de matériau brut par mégawatt (t/MW) requise pour toute une gamme d'installations électrogènes (nucléaire, gaz, charbon, éolien terrestre, éolien en mer, solaire à concentration = CSP, hydraulique, solaire photovoltaïque (PV) de toiture, ferme PV, ferme PV à traqueurs solaire). (a) béton, (b) acier, (c) aluminium, (d) cuivre. Les barres d'erreur montrent une nette dispersion des données entre trois études, mais en moyenne les besoins en matériaux de base par MW augmentent nettement en passant des technologies basées sur les combustibles fossiles à celles utilisant les renouvelables. (Source : figure 2 de Vidal *et al.* [3]).

mais à l'énergie produite, en raison des facteurs de charge^(c) des installations. À ces besoins s'ajoutent ceux des infrastructures et des installations de stockage permettant l'intégration des sources électrogènes non pilotables dans le réseau électrique.

L'approvisionnement pourra-t-il satisfaire la demande ?

Selon les scénarios, la consommation mondiale d'énergie électrique pourrait s'élever en 2050 jusqu'à 35 000 TWh, avec une contribution du solaire PV et de l'éolien jusqu'à 25 000 TWh. Le scénario NZE-2050 de l'IEA prévoit une capacité installée mondiale de 14 500 Gwc pour le

solaire photovoltaïque, c'est-à-dire de quoi produire annuellement environ 23 500 TWh d'énergie électrique : cela correspond à une multiplication par un facteur 20 de la capacité installée actuelle.

À partir des données de la figure 4, on peut faire une estimation rapide des besoins que cela induirait en ressources minérales à mobiliser : 36 milliards de tonnes de béton ; 2,9 milliards de tonnes d'acier, soit presque deux fois la consommation annuelle actuelle ; 0,29 milliards de tonnes d'aluminium, soit six fois la consommation mondiale actuelle ; 58 millions de tonnes de cuivre, soit 3,5 fois la consommation mondiale cumulée actuelle^(d).

Pour une discussion plus détaillée des besoins en ressources minérales induits par les différents types d'installations de production d'électricité, on pourra se reporter à Vidal *et al.* [2, 3].

Conclusion

Aujourd'hui, environ 12 % de la consommation d'énergie totale au niveau mondial (et 35 % de la consommation industrielle) est utilisée pour produire les matières premières. Pour la partie production primaire (hors recyclage), cette consommation d'énergie se décompose en trois contributions : (i) l'extraction et le broyage du minerai, (ii) la séparation et la concentration des phases

>>>



- 1• O. Vidal *et al.*, "Modelling the Demand and Access of Mineral Resources in a Changing World", *Sustainability* **14** (11) (2022). <https://doi.org/10.3390/su14010011>
- 2• O. Vidal *et al.*, "Modelling the material and energy costs of the transition to low-carbon energy", *EPJ Web of Conferences* **189** (2018) 00018. <https://doi.org/10.1051/epjconf/201818900018>
- 3• O. Vidal *et al.* "Global Trends in Metal Consumption and Supply: The Raw Material-Energy Nexus", *Elements*, **13** (2017) 319-324. DOI: 10.2138/gselements.13.5.319
- 4• O. Vidal *et al.* "Metals for a low-carbon society", *Nature Geoscience*, **6** (2013) 894-896. (www.nature.com/naturegeoscience).

(a) L'équation logistique $dQ/dt = aQ(1-Q/Q_{max})$ a été introduite par Verhulst en dynamique des populations. Elle modélise l'évolution temporelle du prélèvement cumulé $Q(t)$ d'une ressource dont le stock est limité à Q_{max} . Pour $a > 0$ et $Q(0) = Q_0 \ll Q_{max}$, la solution est $Q(t) = Q_{max} / [1 + Q_{max} / Q_0 \exp(-at)]$. C'est une courbe en S (sigmoïde), qui correspond à une croissance initiale exponentielle suivie d'une inflexion puis d'une saturation progressive vers Q_{max} . La consommation annuelle $P_A(t) = \Delta Q/\Delta t$, assimilée à la dérivée de cette courbe en S, passe donc par un maximum pour le point d'inflexion de la sigmoïde. Il correspond au célèbre « pic de Hubbert ».

(b) Ces deux scénarios RTS et B2DS forment avec le troisième scénario médian 2DS l'ensemble des trois scénarios proposés par l'IEA en 2017 pour répondre aux engagements des accords de Paris. (https://cutt.ly/iea_energy_perspectives). Le scénario RTS est le moins ambitieux, mais il tient cependant compte de tous les engagements des accords de Paris. B2DS est le plus ambitieux, en poussant au maximum tous les leviers de défossilisation possibles.

(c) On appelle facteur de charge d'une installation le rapport de l'énergie électrique produite au cours d'une année à l'énergie maximale qu'elle aurait produite sur la même durée en fonctionnant constamment à sa puissance nominale (pour le photovoltaïque on parle plutôt de puissance crête, W_c). Il est autour de 0,15 pour le solaire PV et de 0,24 pour l'éolien terrestre (mais jusqu'à 0,4 pour l'éolien en mer).

(d) Les nombres donnés ici ne doivent pas induire de confusion entre les stocks des matériaux immobilisés dans des infrastructures et leurs flux annuels. Il s'agit de fournir simplement des éléments de comparaison pour les ordres de grandeur.

(e) Voir dans ce numéro (p. 24) l'article de G. Bonhomme et J. Treiner consacré à l'EROI.

>>>

porteuses du métal et (iii) la métallurgie. L'amélioration de l'efficacité énergétique des différents procédés a jusqu'à présent permis de compenser les surcoûts entraînés par la nécessité d'exploiter des minerais à plus faible teneur, quand les gisements les plus riches sont épuisés. Cette évolution n'est pas pérenne, car il existe une limite thermodynamique qui ne peut pas être dépassée. Cette limite correspond à l'énergie minimale nécessaire pour casser un oxyde, sulfate, sulfure ou silicate contenant le métal en ses constituants élémentaires. Elle est donnée par l'énergie libre de formation du minéral à partir de ses constituants. Dans le cas du fer, cette limite est d'environ 10 MJ/kg. Il fallait 50 MJ pour produire un kilogramme d'acier en 1950, il en faut 25 aujourd'hui, et nous nous rapprochons de la limite thermodynamique. La même observation est faite pour tous les métaux, et la compensation de baisse de qualité des gisements par amélioration des technologies de production ne pourra pas se poursuivre très longtemps. Quand l'amélioration technologique ne compensera plus la baisse de qualité des gisements exploités, les coûts de production et les prix des métaux augmenteront inexorablement, à un rythme proportionnel à la consommation.

La transition vers des sources énergétiques décarbonées, comme le solaire photovoltaïque et l'éolien, va induire des besoins supplémentaires considérables en matériaux, y compris des métaux spécifiques. Pendant la période de transition énergétique, cela induira une surconsommation d'énergie pour produire les matières utilisées pour le secteur énergétique lui-même.

Pour tenir l'objectif de neutralité carbone en 2050, les scénarios de transition envisagent tous une diminution drastique de la consommation finale d'énergie. Ainsi, le scénario B2DS prévoit une réduction de la part de l'industrie dans la consommation finale de 65 % par rapport au scénario RTS. Il semble pourtant difficile d'espérer construire une nouvelle infrastructure de production, stockage et consommation d'énergie, tout en réduisant drastiquement la consommation d'énergie finale.

La transition énergétique est un enjeu mondial et tous les pays, pauvres et riches, sont concernés. Les pays riches utilisent majoritairement des ressources importées depuis des pays en développement économique (l'Europe utilise 20 % des métaux produits mondialement alors qu'elle n'en produit que 3 %). La transition énergétique des pays riches dépend donc de l'extraction de matières dans des pays plus pauvres, qui supportent ainsi tous les impacts environnementaux associés. Quand ces pays pauvres auront le niveau économique suffisant pour envisager la construction de leur infrastructure énergétique décarbonée, auront-ils accès à la ressource de qualité nécessaire, ou sera-t-elle entièrement immobilisée dans l'infrastructure bâtie plus tôt dans les pays riches ? Les pays les plus pauvres (la moitié de la population mondiale) auront besoin de disposer de ressources minérales pour construire leur propre infrastructure d'énergie, dans des zones où l'utilisation du rayonnement solaire et du vent sont souvent optimales (abondantes et d'EROI^(e) plus élevé). Pour éviter que ces pays soient *in fine* privés de leurs capacités de développement en raison d'un accès difficile aux ressources minérales, les pays riches doivent accepter d'extraire ces ressources minérales sur leur propre territoire.

En Europe, l'extraction des ressources disponibles se heurte de plus en plus à une opposition citoyenne farouche pour des raisons environnementales. Pourtant il s'agit d'une question éthique : refuser l'extraction domestique possible revient à exporter les impacts de notre consommation vers des pays où les technologies employées ne sont pas les meilleures. Ne pas faire l'autruche en acceptant de gérer ces impacts environnementaux de notre consommation permettrait de développer les meilleures technologies pour les minimiser. Une vision globale de la transition énergétique est donc nécessaire, qui va bien au-delà des questions technologiques. Cette vision doit intégrer non seulement la demande future en énergie par pays, mais également les besoins en ressources et leur provenance. ■

>>>

et traitées en Californie ou en Alaska, mais aussi à Dublin, à Oslo, à Francfort et un peu en France (Paris, Bordeaux, Nantes, Strasbourg, Nice...). Mais assez peu en Afrique et en Amérique du Sud, là où les données ne sont protégées ni de la folie des hommes ni de celles des volcans et des tremblements de terre. Là où le numérique n'est pas encore un acquis !

L'Internet 4.0 — et son corollaire qui renvoie à l'ensemble des objets connectés en circulation dans le monde — repose sur l'utilisateur et son poste de travail, sur les centres de données et sur les réseaux de transport de données. Ces réseaux — satellites, câbles sous-marins, réseau sans fil (wifi), téléphone fixe, etc. — sont d'ailleurs devenus des enjeux militaire-stratégiques, car leur fonction est de connecter tous ces objets et agents en simultanément. Il s'agit également de pouvoir le faire — ou le proposer — quel que soit l'endroit du monde à partir duquel l'utilisateur veut émettre une requête et est en capacité d'attendre une réponse — sous réserve qu'il dispose d'une connexion suffisamment stable !

De l'utilité de quelques chiffres et ordres de grandeur

Pour évoquer quelques chiffres marquants, nous pouvons nous baser sur des rapports, articles et études assez récents, portant sur l'ensemble des équipements électroniques qui mobilisent et manipulent des données. Nous nous baserons sur deux structures qui fédèrent les acteurs du numérique responsable : le think tank *The Shift Project* (avec son projet *Lean ICT*) et *Green IT*. Ces deux sources sont accessibles en ligne : l'une, depuis 2010, via le lien <https://cutt.ly/shiftproject> (pilote par Jean-Marc Jancovici) ; l'autre, depuis 2004, via la plateforme www.greenit.fr (pilote par Frédéric Bordage, auteur en 2019 de l'ouvrage *Sobriété numérique, les clés pour agir* [7]). Ces deux équipes mettent en évidence trois sources majeures d'impact environnemental — les utilisateurs, les réseaux et les centres de données ("data centers") — ainsi que quatre indicateurs majeurs permettant de mesurer cet impact et son ampleur

croissante depuis le début des années 2000 : l'épuisement des ressources abiotiques, le réchauffement global, le bilan énergétique et la tension sur l'eau douce. La consommation électrique est également citée dans les indicateurs. Toutes les données montrent une croissance significative de l'empreinte environnementale du numérique depuis 2010, avec des tendances et des prévisions alarmantes pour l'horizon 2025 (*Green IT*) ou 2030 (*Shift Project*).

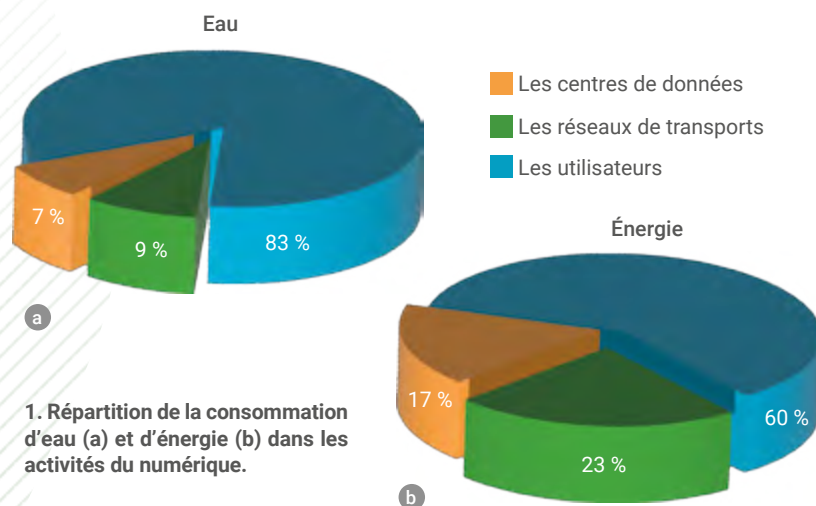
Examinons d'abord quelques données de base associées aux 34 milliards d'équipements manipulés par environ 4,5 milliards d'utilisateurs (soit une dizaine par individu) : cela représente une masse totale d'environ 220 millions de tonnes de matériaux de toutes sortes, réparties sur le globe de façon évidemment très disparate — l'Afrique subsaharienne étant la grande oubliée de cette distribution.

Selon *Green IT*, l'empreinte environnementale mondiale du numérique en 2018 ^(a) est d'environ 6800 TWh d'énergie primaire, 1400 millions de tonnes de gaz à effet de serre, 7,8 millions de mètres cubes d'eau douce, 22 millions de tonnes d'antimoine et 1300 TWh d'électricité consommée, soit environ trois fois l'empreinte totale de la France ou 5 % de l'empreinte globale de l'humanité. Au niveau mondial, l'empreinte du numérique est d'environ 4,2 % de la consommation d'énergie primaire, 3,8 % des émissions de gaz à effet de serre, 0,2 % de la consommation d'eau et 5,5 % de la consommation d'électricité : c'est déjà significatif et c'est en forte croissance (de l'ordre de 6 % par an !).

Pour expliquer la nature de ces données, il nous faut aborder le cycle de vie de ces équipements. Ce qui coûte le plus « cher » en termes d'impact est toujours la fabrication des équipements, avec 30 % du bilan énergétique global et 74 % de la consommation d'eau douce. Puis viennent leur consommation électrique, la consommation électrique du réseau et celle des centres de données, et ensuite la fabrication des équipements pour le réseau (câbles, satellites...), ainsi que celle des serveurs hébergés au sein des centres de données mondiaux. De plus, la hiérarchie des impacts est également évolutive : par exemple, l'impact global de la fabrication et de l'usage des ordinateurs s'est éclipsé et a laissé la place en 2019 à celui des *smartphones*, des objets connectés et des télévisions. *A contrario*, la hiérarchie des facteurs impactants n'a guère évolué : en premier viennent les utilisateurs — avec la fabrication de leurs 34 milliards d'équipements — qui consomment 60 % de l'énergie et 83 % de l'eau ; puis le réseau, qui en consomme respectivement 23 % et 9 % ; et enfin les centres informatiques qui en consomment environ 17 % et 7 %.

Les deux schémas de la figure 1 récapitulent la hiérarchie de la consommation d'énergie et d'eau des trois composantes principales du numérique mondial (les utilisateurs et leurs postes de travail, le réseau de transport des données et les centres de données).

Pour réduire ces impacts, il faut tout simplement s'attaquer à leurs sources principales :



1. Répartition de la consommation d'eau (a) et d'énergie (b) dans les activités du numérique.



(i) limiter la production et l'usage des objets connectés au sens large, avec par exemple plus de mutualisation et de partage ;
 (ii) augmenter leur durée de vie, en luttant mieux contre l'obsolescence et en incitant au réemploi (plutôt qu'au recyclage) ;
 (iii) enfin, mieux éduquer les utilisateurs et les informer sur ces impacts et sur le biais inflationniste de certains usages et abonnements qui incitent à produire et consommer des données bien souvent inutilement (géolocalisation, "streaming", mises à jour automatiques, exportations vers le "cloud", etc.).

Il s'agirait aussi de mieux « éco-concevoir » les produits et services numériques, en privilégiant les pratiques — et les composants — les moins énergivores, c'est-à-dire sollicitant moins de puissance informatique et moins de production et de transmission de données. Cette tâche est d'autant plus ardue que les modèles d'affaire actuels des grands opérateurs sont antinomiques avec ces recommandations. On pourrait même citer l'exemple des acteurs de la santé digitale, qui incitent à partager de plus en plus de données *via* l'Internet des objets dans un but de bien-être, voire dans un but thérapeutique [8]. L'illusion de la gratuité des usages qu'ils promeuvent se révèle en outre tout à fait perturbante pour l'éducation et l'information des utilisateurs. En effet, comment faire passer le message que « quand c'est gratuit, c'est que le prix est payé par vos données ! » ?

De l'impératif de nouvelles pratiques

Les technologies évoluent et de nouveaux marchés sont désormais accessibles au numérique de manière massive. C'est le cas notamment avec l'avènement de la chaîne de blocs ("blockchain"), qui se propose de remplacer le tiers de confiance



© DINA/Jean-Christophe Donn (licence Creative Commons CC-BY-SA 4.0 Deed).

L'incendie du centre de données OVH à Strasbourg, le 10 mars 2021. Une partie des locaux a été entièrement détruite. Les données, sauvegardées quotidiennement, ont pu être restaurées (à l'exception de celles du 9 mars) sur un nouveau serveur dans la même journée.

humain (un notaire, un banquier, un avocat, etc.) par un tiers de confiance numérique (un registre ouvert et distribué de par le monde). Ces chaînes de blocs nécessitent beaucoup d'énergie pour valider les transactions, en tout cas avec la méthode de validation la plus répandue de la « preuve de travail » ("Proof of Work"). Cette technologie est donc de plus en plus énergivore — même si les mineurs^(b) cherchent une électricité bon marché et donc souvent d'origine hydraulique comme dans les pays d'Asie centrale — et sa consommation annuelle correspondrait environ à celle d'un pays comme la Norvège. Les crypto-monnaies (comme le Bitcoin, Ethereum, Ripple, Dogecoin, Cardana, etc.) reposent elles aussi sur la chaîne de blocs (qui fut inventée et déployée à l'origine pour appuyer et garantir l'inviolabilité du Bitcoin), et donc le paiement par crypto-monnaie est lui aussi largement énergivore^(c).

Quant aux télécommunications, le recours croissant aux technologies mobiles, avec notamment la mise en œuvre de la norme 5G, se révèle fortement consommateur d'énergie du fait du déploiement des équipements

d'infrastructure et de leur fonctionnement — mais aussi par effet rebond, en rendant possibles partout et à tout moment de nouveaux usages fortement consommateurs de données (réalité virtuelle, jeux en ligne en mobilité, etc...). Dans son rapport de mars 2021, le *Shift Project* recommande que l'utilisation de la 5G soit raisonnée et non massive, c'est-à-dire limitée à des usages vraiment utiles à la collectivité (santé, sécurité, éducation, etc.).

Enfin, l'Internet des objets (IoT), qui consiste à rendre communicants des objets dont la fonction première n'est pas de communiquer, peut également avoir des conséquences inquiétantes s'il se développe selon une logique consumériste et non en raison de la pertinence sociétale des usages qu'il permet de créer. En l'absence de cadrage, les multitudes de connections supplémentaires s'accompagnant d'une progression exponentielle de la masse de données à traiter et à stocker nécessiteront des centres de données non seulement toujours plus puissants au centre du "cloud", mais aussi toujours plus nombreux en périphérie ("edge" ou "fog" computing) !

>>>

| Chine | États-Unis | France | Centres de données | Bitcoin | Norvège | Belgique | Suisse | Google | Facebook |
|-------|------------|--------|--------------------|---------|---------|----------|--------|--------|----------|
| 6543 | 3989 | 449 | 205 | 143 | 124 | 82 | 56 | 12 | 3 |

Tableau 1. Consommation annuelle d'électricité (en TWh) pour quelques pays, entreprises et activités. (Source : Visual Capitalist, 2019).

>>>

À titre d'illustration, nous reproduisons dans le tableau 1 (p. 153) les données issues des travaux menés à l'université de Cambridge en 2019 qui montrent, par ordre décroissant, la consommation d'électricité (en TWh) pour l'activité annuelle du Bitcoin, des centres de données, de Facebook ou de Google, par comparaison à celle de quelques pays.

Même si elle semble paradoxale, l'idée serait d'aller encore plus loin vers une technologie numérique douce ("Low-Tech") et une écoconception encore plus exigeante des produits et des services liés au numérique [10]. Il faudrait en effet passer d'une responsabilité numérique à une forme de sobriété numérique, qui serait un peu plus coercitive. L'idée est de moins consommer de données, plutôt que de mieux les consommer !

L'incendie du centre de données SBG2 de Strasbourg (voir la photo p. 153) doit aussi nous inciter à mieux représenter le "cloud", non pas comme une infrastructure magique « aux frontières du réel », mais plutôt comme une vaste infrastructure matérielle délocalisée et partagée. L'idée de déployer plus de pico-centres (et non pas seulement des mégacentres) de données pour augmenter la résilience pourrait faire son chemin, mais devrait être confrontée aux conséquences environnementales de ce choix. En effet, les économies

d'échelle plaident plutôt en faveur d'infrastructures lourdes et massives pour limiter la consommation d'énergie, de matière et de surfaces. De même, l'idée d'une informatique quantique pourrait venir brouiller les cartes en proposant des solutions et serveurs *a priori* largement moins énergivores ; mais nous en sommes encore loin ! Toujours à titre d'illustration, les coupures électriques et numériques, que subit par exemple le continent africain, montrent aussi que des stratégies de contournement existent.

Conclusion et mise en perspective

Cet incendie spectaculaire — et dramatique pour les salariés et clients de l'opérateur — d'une des pépites françaises du "cloud", qui clame haut et fort « On Vous Héberge » (= OVH), doit nous inciter à revenir sur terre ! Il nous faut appréhender le numérique en général, et le "cloud" en particulier, comme un vaste enchevêtrement de béton, de ciment, de bois, de fer, de métaux, de câbles, de verre, de cuivre, d'or et de plastique, afin de bien garder à l'esprit sa réalité et donc ses vulnérabilités. Gageons que nous pourrions en effet revenir rapidement sur terre et continuer à utiliser sobrement cette formidable invention qu'est l'Internet !

Dans tous les cas, si nous voulons en effet que le numérique puisse s'aligner avec les logiques de responsabilité et de sobriété qui émergent, il nous faudra alors réellement appréhender, comme nous y incitent le projet *Lean ICT* et le *Shift Project*, les trois défis que sont :

- penser une nouvelle approche de la gouvernance française et européenne du numérique et de ses activités principales (matériel, logiciel et usages) ;
- revisiter les modèles d'affaires qui reposent sur l'illusion de la gratuité et donc incitent à l'hyperproduction de données largement inutiles, souvent inexploitées et trop rapidement obsolètes ;
- proposer de sérieux et lisibles indicateurs de pilotage de l'impact en matière d'énergie et de carbone. ■

(a) L'empreinte 2018 correspond aux impacts environnementaux créés par la production des équipements numériques livrés en 2018, l'utilisation en 2018 de la base installée d'équipements et de services numériques et la fin de vie des équipements numériques sortant en 2018 de la base installée.

(b) Les mineurs exploitent des serveurs informatiques permettant de valider des transactions et d'ajouter des blocs à la chaîne existante de façon infalsifiable ; ils reçoivent une compensation financière — en Bitcoin — en cas de succès.

(c) Les mécanismes de la chaîne de blocs et ses conséquences énergétiques sont bien décrits dans une étude récente de V. Coroama [9].



1• F. Rodhain, *La nouvelle religion du numérique. Le numérique est-il écologique ?* (2019), Éditions EMS et Libre&Solidaires.

2• M. Lena et M. Bidan, « De la dématérialisation des données à la matérialisation des contenants ». *Management et Datascience*, 5(3) (2021). <https://doi.org/10.36863/mds.a.16254>.

3• C. Harpet et al., *Santé Publique en Transition*, Les liens qui libèrent (2022). ISBN : 979-10-209-1070-7.

4• M. Bidan, « Systèmes d'information et développement durable : modèles théoriques et pratiques organisationnelles », *Management & Avenir*, 39 (2010) 304-306. <https://doi.org/10.3917/mav.039.0304>

5• N. Melville, "Information Systems Innovation for Environmental Sustainability", *MIS Quarterly*, 34:1 (2010) 1-21.

6• A. Bohas et al., *Systèmes d'Information et Management*, 19(2) (2014) 9-43. <https://doi.org/10.3917/sim.142.0009>

7• F. Bordage, *Sobriété numérique, les clés pour agir*, Buchet-Chastel (2019).

8• G. Chevance et al., "Digital health at the age of the Anthropocene", *The Lancet Digital Health*, 2(6) (2020) e290-e291, doi: 10.1016/S2589-7500(20)30130-8.

9• V. Coroama, "Blockchain energy consumption, an exploratory study", Swiss Federal Office of Energy SFOE, (2021).

10• M. Bidan, « L'économie numérique est une industrie lourde », *The Conversation* (24 novembre 2015). www.theconversation.com

| Énergie | FC (%) | n (Année) | CTC (\$/kW) | FRX (%) | CVMCO (\$/MWh) | PC (\$/GJ) | RC (GJ/MWh) | r (%) |
|----------------|--------|-----------|-------------|---------|----------------|------------|-------------|-------|
| Photovoltaïque | 15,0 % | 20 | 1 153,00 | 1,10 % | - | - | - | 3,0 % |
| Éolien | 25,0 % | 20 | 1 692,00 | 2,60 % | - | - | - | 3,0 % |
| Gaz | 85,0 % | 25 | 917,00 | 1,70 % | 3,25 | 7,50 | 6,60 | 3,0 % |
| Hydraulique | 55,0 % | 40 | 2 456,00 | 1,60 % | 1,39 | - | - | 3,0 % |
| Charbon | 85,0 % | 40 | 2 772,00 | 1,50 % | 5,42 | 3,10 | 10,90 | 3,0 % |
| Nucléaire | 90,0 % | 45 | 5 956,00 | 1,90 % | 4,60 | 0,80 | 11,00 | 3,0 % |

Tableau 1. **Éléments nécessaires à l'évaluation du cout moyen actualisé de l'électricité (LCOE) en US\$ [1].**

- FC : le facteur de charge de l'installation ;
- n : le nombre d'années d'exploitation de l'installation ;
- CTC : le cout total de construction de l'installation sur une nuit ;
- FRX : la fraction du CTC que l'on doit consacrer aux couts fixes de maintien en conditions opérationnelles ;
- CVMCO : les couts variables de maintien en conditions opérationnelles ;
- PC : le prix du combustible en fonction de la capacité énergétique ;
- RC : le rendement de conversion de l'énergie libérée par le combustible en électricité ;
- r : le rendement du capital.

>>>

Les éléments factuels nécessaires à l'établissement de ces quatre composantes sont rassemblés dans le tableau 1.

Ainsi, les trois autres composantes du LCOE sont :

$$\text{CAP} = (\text{CTC} \times \text{CRF} \times 1000) / (\text{FC} \times 24 \times 365,25),$$

avec $\text{CRF} = [r(1+r)^n] / [(1+r)^n - 1]$;

$$\text{CFMCO} = [\text{CTC} \times \text{FRX} \times 1000] / [\text{FC} \times 24 \times 365,25] ;$$

$$\text{CC} = \text{PC} \times \text{RC}.$$

En se basant sur un taux de change de 1 US\$ = 0,822 €, on obtient alors les valeurs du tableau 2.

Cout moyen et cout marginal

Il importe de bien distinguer deux types de couts du kWh, hors charges d'accès et hors taxes : le cout moyen et le cout marginal. Le cout moyen (LCOE pour "levelized cost of electricity") est le prix de revient d'un kWh (en valeur actualisée) obtenu en divisant la somme des couts fixes et variables supportés durant la durée de vie économique de la centrale par la production totale d'électricité attendue sur la période. Cela suppose de faire une hypothèse sur le taux de disponibilité de la centrale durant sa vie économique.

C'est sur la base de ce cout moyen que l'on décide d'un programme d'investissement : on choisit la centrale dont le cout moyen est le plus faible. Trois variables sont donc déterminantes pour le calcul :

- le montant des dépenses sur la durée de vie de la centrale,
- le volume des kWh produits sur la période,
- le taux d'actualisation choisi.

Le cout marginal est constitué par le seul cout variable de fonctionnement de la centrale (hors couts fixes) ; cela recouvre pour l'essentiel le cout du combustible. C'est sur la base de ce cout marginal que se fait l'appel des centrales sur le réseau (pour un parc donné de centrales). Une fois le parc de centrales connu, on commence par appeler celles qui coutent le moins cher à faire marcher. Au fur et à mesure que la demande d'électricité s'accroît, on fait appel à des centrales dont le cout marginal augmente. C'est ce que l'on nomme le *merit order*. Sur le marché de gros de l'électricité (marché dit *day-ahead*), le prix d'équilibre est aligné heure par heure sur le cout marginal, ce qui explique sa volatilité lorsque les couts marginaux sont très différents d'une centrale à l'autre.

Lorsque le nucléaire est dit marginal (aux heures creuses par exemple), le prix de marché permet de récupérer les seuls couts variables du nucléaire. Lorsque le nucléaire est dit infra-marginal, aux heures de pointe par exemple, le prix d'équilibre du marché est déterminé par le cout marginal d'une centrale à gaz, donc plus élevé puisqu'il est assis sur le cout variable de cette centrale (cout du combustible). La différence entre le

| Énergie | CAP (€/MWh) | CFMCO (€/MWh) | CVMCO (€/MWh) | CC (€/MWh) | LCOE (€/MWh) |
|----------------|-------------|---------------|---------------|------------|--------------|
| Photovoltaïque | 48,49 | 7,93 | - | - | 56,42 |
| Éolien | 42,69 | 16,51 | - | - | 59,20 |
| Gaz | 5,81 | 1,72 | 2,67 | 40,72 | 50,93 |
| Hydraulique | 18,13 | 6,70 | 1,14 | - | 25,98 |
| Charbon | 13,24 | 4,59 | 4,46 | 27,80 | 50,09 |
| Nucléaire | 25,33 | 11,80 | 3,78 | 7,24 | 48,15 |

Tableau 2. **Décomposition du cout moyen (en €/MWh) pour chaque source d'énergie, actualisé d'après [1].** LCOE = CAP + CFMCO + CVMCO + CC.

prix de marché et le cout marginal du nucléaire permet alors à la centrale nucléaire de récupérer une partie de ses couts fixes.

La logique du *merit order* fait que, si le parc est optimal, les centrales à faible cout variable récupèrent leurs couts fixes lorsque leur kWh est vendu sur la base du cout variable d'une centrale à cout marginal élevé (en général aux heures de pointe). Seule la centrale marginale en pointe aura du mal à récupérer ses couts fixes, ce qui requiert alors que le prix soit en pointe un peu supérieur à ce cout marginal.

Mais tous les couts ne sont pas nécessairement pris en compte dans le calcul des couts moyens et l'on ignore les couts « système » induits par cette logique du *merit order*, ce qui explique certaines distorsions de concurrence et peut conduire à des choix infra-optimaux. Dans une étude récente, P. Graham a comparé différentes méthodes pour prendre en compte les couts induits par les technologies de production d'électricité renouvelables intermittentes [2].

C'est la raison pour laquelle depuis 2018 l'Agence internationale de l'énergie a tendance à remplacer, dans ses publications comme le *World Energy Outlook*, le LCOE par le VALCOE pour calculer le cout moyen « généralisé » du kWh [3]. Cela revient à tenir compte de la valorisation potentielle du kWh sur le marché

(aux heures de pointe par exemple), de sa capacité à servir de moyen de réserve, mais aussi du caractère « pilotable » donc ajustable en temps réel à la demande d'électricité. Cette nouvelle méthode de calcul tend à favoriser les énergies pilotables comme le nucléaire ou le thermique fossile, dont le cout relatif est réduit, et à pénaliser l'électricité produite avec des énergies intermittentes.

Les couts cachés du cout moyen

L'intensité carbone

La recherche d'une *neutralité carbone* à l'horizon 2050 impose de comptabiliser le **cout du carbone** émis par la production d'un kWh. Il existe un marché européen du carbone sur lequel les électriciens ont l'obligation d'acquiescer les quotas nécessaires à leur activité. Mais on ne comptabilise pas le carbone incorporé dans les équipements ou matériaux importés, par exemple les panneaux photovoltaïques importés de Chine ou les équipements électriques fabriqués à l'étranger, quelle que soit l'énergie considérée. Il ne faut donc pas confondre émissions directes de CO₂ et contenu carbone du kWh calculé *via* une analyse du cycle de vie du produit. Cela peut justifier par exemple la mise en place d'une taxe carbone aux frontières de l'Union européenne.

La dépendance énergétique

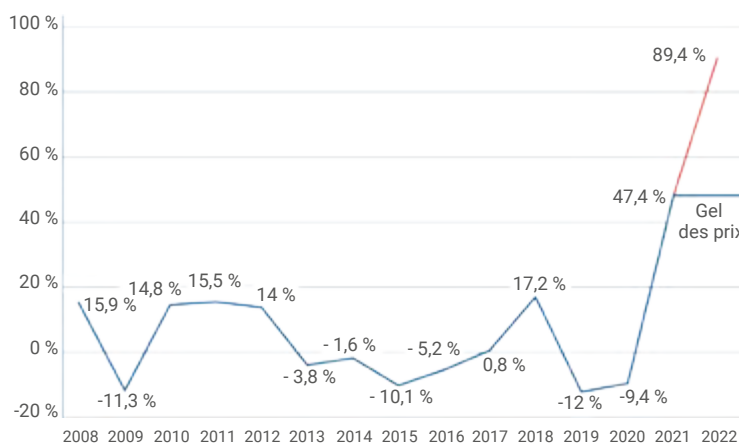
Le **cout en devises** de l'électricité produite est lui aussi ignoré. Les produits importés (matières premières ou produits finis) sont payés en dollars, ce qui pèse sur la balance commerciale de la France. Certes, l'importation est parfois la contrepartie de marchés à l'exportation, mais ce n'est pas toujours le cas.

Le **cout de la dépendance** vis-à-vis de l'étranger. Ce peut être une dépendance à l'égard de certains combustibles, comme le gaz ou le charbon pour les centrales utilisant des combustibles fossiles. C'est le cas de l'uranium importé, d'où l'intérêt de disposer d'un volume important d'uranium appauvri ou d'uranium de retraitement susceptibles de servir de combustible. Cela justifie également le recours aux centrales de Génération IV si l'on veut éviter une telle dépendance. Mais c'est aussi la dépendance à l'égard de minerais rares (comme le cobalt) ou de terres rares (voir l'article de G. Bonhomme *et al.*, p. 144). Cette dépendance peut être technologique, ce qui est alors plus problématique. On peut citer la turbine Arabelle, considérée comme la plus performante au monde, qui a été mise au point par l'entreprise française Alstom qui était passé sous contrôle étranger (l'américain General Electric) et qu'EDF vient de racheter.

>>>

➔ L'ÉVOLUTION DU PRIX DU GAZ ET SES CONSÉQUENCES

En 2020 et au premier semestre 2021, le prix du gaz était de l'ordre de 30 €/MWh sur le marché européen (prix à Rotterdam). Fin 2021, le prix a fortement monté suite à la reprise économique mondiale ; en mars 2022, il s'est envolé et a dépassé 300 €/MWh en raison de la guerre en Ukraine et des risques de pénurie en Europe. Il est retombé à 80 €/MWh en juin 2022. Comme le cout marginal (combustible) de la centrale marginale (à gaz) a fortement monté, le prix du MWh électrique s'est lui aussi envolé sur le marché de gros européen, dépassant le 200 €/MWh en moyenne au premier semestre 2022. Cette situation a généré une rente infra-marginale très élevée pour les centrales autres que les centrales à gaz. Cela explique que le gouvernement ait bloqué les tarifs du gaz et de l'électricité pour les consommateurs domestiques en 2022. Nous ne tenons pas compte ici de cette situation exceptionnelle qui certes pourrait encore durer quelques mois, mais qui ne modifie pas la logique des conclusions de cette étude.



Évolution du tarif réglementé hors-taxes du gaz en France, de 2008 à 2022.

Source : Commission de régulation de l'énergie

>>>

Le cout de la destruction d'emplois

Importer certains équipements qui pourraient être produits sur le sol national revient à détruire des emplois et des compétences. La France a ainsi perdu beaucoup de savoir-faire depuis qu'avec la mondialisation elle a sacrifié des pans entiers de son industrie. La concurrence chinoise déloyale, du fait de subventions publiques massives, a détruit l'industrie européenne naissante dans les secteurs du photovoltaïque et de l'éolien. L'industrie en général ne représente plus guère aujourd'hui que 14 % de la valeur ajoutée française contre 19 % en moyenne dans l'Union européenne et 25 % en Allemagne. L'énergie ne dépasse guère 2 % de l'emploi en France, 2 % du PIB, même si elle représente encore 25 % des investissements de l'industrie.

Les couts système liés à la logique du cout marginal

La logique du *merit order* conduit à créer trois types de distorsions dans le fonctionnement du marché de gros de l'électricité, et ces couts dits *externes* ou *couts système* ne sont généralement pas pris en compte.

Le cout de l'éviction

C'est d'abord le cout de l'éviction des centrales *pilotables* (centrales nucléaires et centrales utilisant des combustibles fossiles) à cout marginal non nul par les centrales *non pilotables* (éoliennes et solaires)

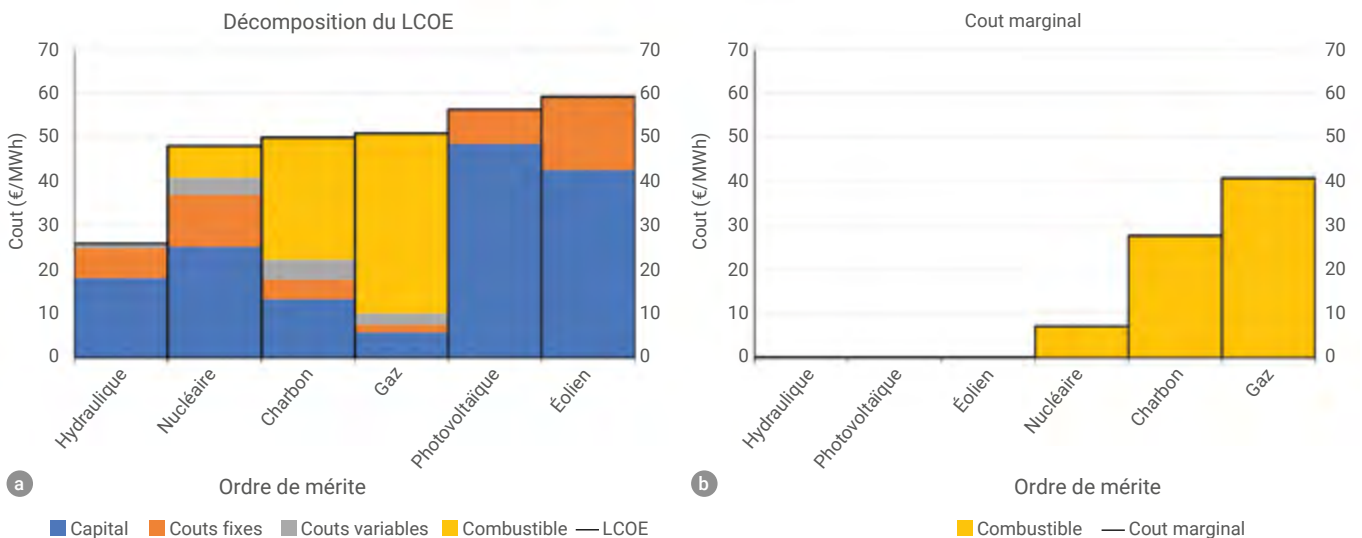
à cout marginal nul. L'appel en priorité à ces centrales intermittentes *non pilotables* conduit à accroître le cout de production moyen des centrales *pilotables*, puisque cela réduit le facteur de charge de ces centrales. Le problème est que les centrales *non pilotables* ne sont généralement pas disponibles aux heures de pointe lorsque les prix de marché sont rémunérateurs, de sorte qu'elles ne peuvent récupérer leurs couts fixes que parce qu'elles bénéficient de subventions sous forme de prix d'achat garantis. La logique de l'appel des centrales par ordre de cout marginal croissant est génératrice de distorsions de concurrence si certaines centrales sont subventionnées. L'effacement des centrales *pilotables* par des centrales *non pilotables* serait économiquement justifié si le cout moyen (et non pas le cout marginal) de production du kWh des centrales *non pilotables* était inférieur au cout marginal du kWh produit par les centrales *pilotables* effacées.

Le *merit order* donne des résultats différents selon que l'on retient le cout moyen ou le cout marginal du kWh, comme le montre la figure 1. Si l'on retient le cout moyen, l'appel des centrales par cout croissant, au vu de données récentes de la World Bank [1], est le suivant : hydraulique, nucléaire, charbon, gaz, photovoltaïque, éolien. Si l'on retient le cout marginal, l'ordre d'appel par cout croissant devient : hydraulique, photovoltaïque, éolien, nucléaire, charbon, gaz. C'est logique,

puisque le cout marginal comptabilise pour l'essentiel le cout du combustible. Ce cout est nul pour l'hydraulique, l'éolien et le solaire, et il est faible pour le nucléaire.

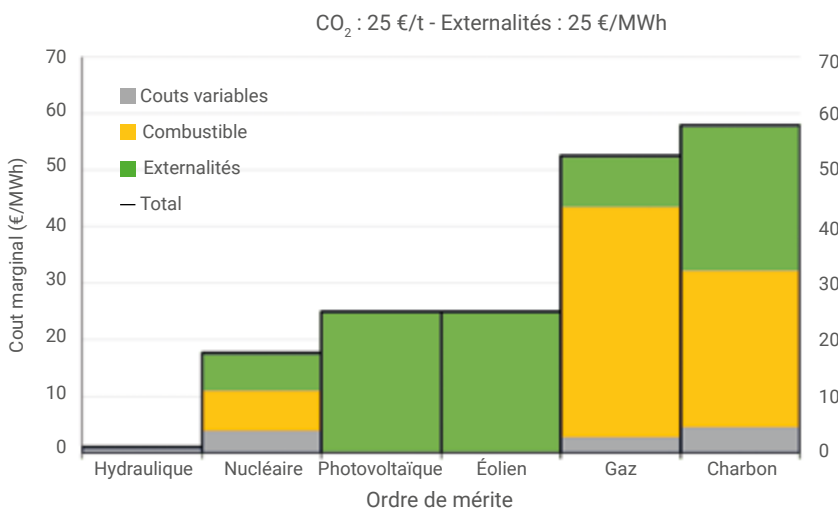
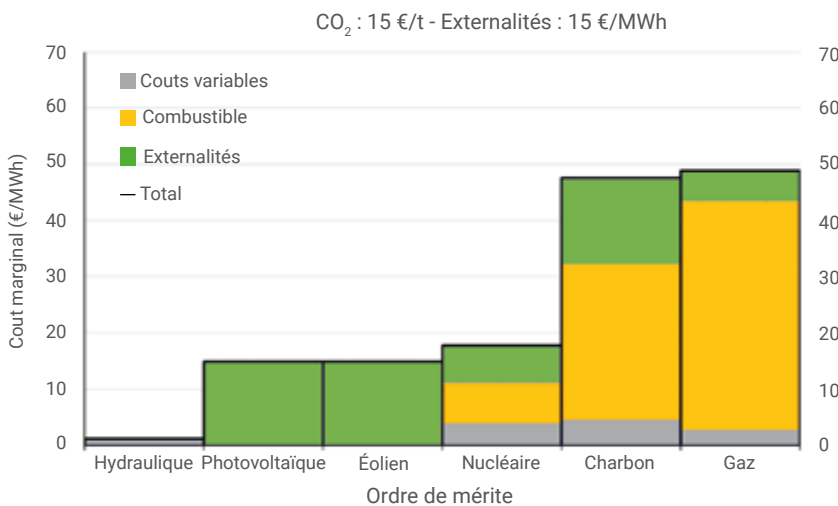
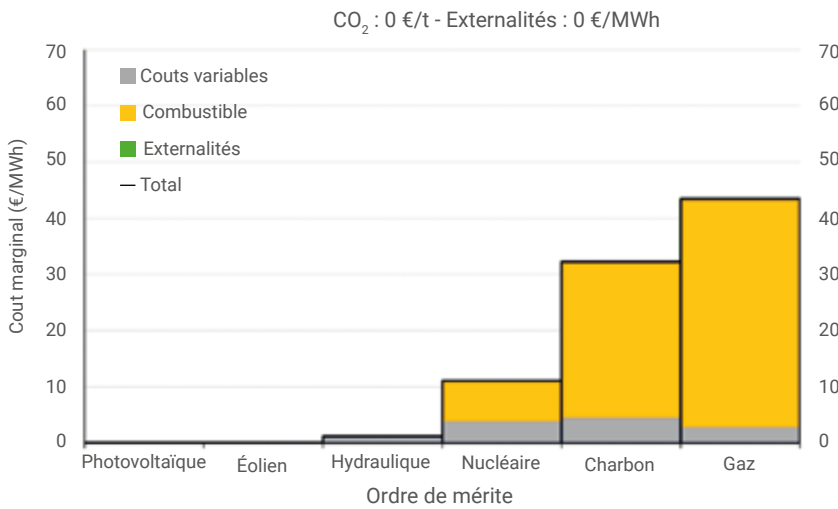
Notons que l'injection massive, à cout variable nul, d'électricité éolienne et solaire fait chuter le prix sur le marché de gros de l'électricité (marché *spot*), ce qui provoque un manque à gagner pour tous les producteurs et peut même engendrer des prix négatifs en période creuse. C'est le caractère fatal de cette électricité qui est la cause principale de ces prix négatifs. Il faut payer des opérateurs pour qu'ils acceptent d'acquiescer une électricité devenue encombrante. La logique serait d'interrompre l'injection de cette électricité si la demande est faible et si cela risque de conduire à des prix de marché négatifs.

En d'autres termes, le cout fixe par kWh *non pilotable* doit être plus faible que le cout variable (cout en combustible et prix du carbone) du kWh *pilotable* si l'on veut supprimer les distorsions de concurrence. L'éviction des centrales *pilotables* en dehors de ce cas provoque des *couts échoués* (*stranded costs*), ce qui signifie que les opérateurs du nucléaire et du thermique fossile ne peuvent pas récupérer tous leurs couts fixes. Une étude de Percebois et Pommeret parue dans *The Energy Journal* en 2018 a estimé le manque à gagner du nucléaire lié à cette éviction à plusieurs milliards d'euros par an [4].



1. Influence de la composition des couts sur l'ordre de mérite théorique.

(a) Cout moyen actualisé de l'électricité (adapté de [1]). (b) Cout lié au seul combustible.



2. Influence des externalités sur l'ordre de mérite des sources d'énergie d'après [6]. Pour les énergies fossiles, l'externalité est le CO₂ (xx €/t) ; pour les énergies renouvelables intermittentes, c'est le stockage/déstockage (Ext = yy €/MWh) ; pour le nucléaire, ce sont les déchets et le cout du stockage (6,7 €/MWh).

Notons, comme le montre la figure 1a, que les couts moyens de l'éolien et du photovoltaïque sont ici supérieurs au cout marginal du kWh produit avec du charbon (hors CO₂) ou avec du gaz.

Le cout du back-up

Un autre cout système ignoré est celui du back-up (réserve de capacité) des centrales non pilotables. Il faut prévoir des centrales en réserve pour faire face à l'indisponibilité du solaire et de l'éolien aux périodes généralement les plus chargées de l'année. Une alternative est de stocker de l'électricité pour la déstocker lorsque c'est nécessaire. Ce peut être via des batteries à court terme et via la méthanation pour le court-moyen terme (électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène, que l'on combine alors à du CO₂ pour obtenir du méthane utilisé ensuite dans une centrale à gaz, par exemple).

La logique serait donc d'intégrer le cout du stockage-déstockage de l'électricité intermittente au niveau du cout marginal des centrales non pilotables. Le cout marginal des centrales pilotables fonctionnant avec des énergies fossiles intègre le cout du carbone (prix du CO₂), ce qui est logique puisqu'il s'agit d'une externalité négative qui a un cout. Pour calculer les émissions de CO₂ des centrales à gaz et à charbon, nous nous sommes basés sur les facteurs de conversion de l'Office fédéral de l'environnement helvétique (55 kg CO₂/GJ pour le gaz et 94 kg CO₂/GJ pour le charbon) [5]. Pour les énergies renouvelables intermittentes, il convient de prendre en compte le cout du stockage. Le cout de gestion des déchets nucléaires, proportionnel au volume de combustible traité, doit lui aussi être comptabilisé dans le cout marginal du kWh nucléaire. Une étude [6] montre que le merit order, sur la base des couts marginaux (avec prise en compte des externalités comme le carbone et la gestion des déchets) pour les centrales pilotables et sur la base des couts marginaux augmentés des couts de stockage-déstockage pour les centrales non pilotables, conduit à modifier l'ordre de mérite. La figure 2 illustre l'influence des externalités sur l'ordre de mérite des sources d'énergie.

>>>

“ Le développement massif des énergies renouvelables impose de financer des infrastructures de réseaux supplémentaires.”

- 1• G.R. Timilsina, *Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*, World Bank Group, Policy Research Working Paper (2020).
- 2• P. Graham, *Review of alternative methods for extending LCOE calculations to include balancing costs*, CISRO, Australia (2018).
- 3• *World Energy Outlook 2018: Highlights*, International Energy Agency (IEA), OECD, Paris (2018).
- 4• J. Percebois et S. Pommeret, “Cross-subsidies Tied to the Introduction of Intermittent Renewable Electricity : An Analysis Based on a Model of the French Day-Ahead Market”, *The Energy Journal* **39** (2018) 245-268. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.3.jper>.
- 5• *Facteurs de conversion*, Office fédéral de l'environnement (OFEV). https://cutt.ly/statistique_facteurs_conversion_pdf
- 6• J. Percebois et S. Pommeret, “Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case”, *Energy Policy* **135** (2019) 111067. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111067>.
- 7• J. Percebois et S. Pommeret, « Efficacité et dépendance dans la transition électrique européenne », *Revue de l'Électricité et de l'Électronique*, **3** (2020) 29–39.
- 8• Y. Bamberger et H.B. (Teddy) Püttgen, *L'électricité, au cœur de notre futur bas-carbone. Sauvegarder notre niche écologique*, 2^e édition, EPFL Press, Lausanne (2022).

>>>

L'ordre de mérite, sur la base des coûts marginaux hors externalités et avec externalités, n'est pas modifié tant que le coût du stockage-déstockage demeure faible (15 €/MWh). Dès que ce coût dépasse 20 €/MWh, le nucléaire passe devant les renouvelables. De même, les centrales à gaz sont appelées avant les centrales à charbon et non plus après, dès que le prix de la tonne de CO₂ dépasse 20 à 25 euros.

Si les externalités n'étaient pas prises en compte dans le calcul, on retrouverait le résultat de la figure 1 avec l'ordre de mérite croissant suivant : renouvelables, nucléaire, charbon et gaz. L'introduction de ces externalités fait passer le nucléaire devant les renouvelables lorsque l'on comptabilise le coût du stockage, et le gaz devant le charbon si le prix du carbone est élevé. Un kWh produit avec du charbon émet près de trois fois plus de carbone qu'un kWh produit avec du gaz. Notons que l'hydraulique de barrage bénéficie d'un traitement particulier dans l'ordre de mérite. Malgré un coût marginal nul, le kWh produit par une centrale hydraulique de barrage est appelé en dernier, puisque c'est un des rares moyens de stocker de l'électricité indirectement et à grande échelle. En fait, la valeur de ce kWh hydraulique est élevée puisqu'elle correspond au *coût évité* du kWh non produit en cas de black-out, c'est-à-dire à ce que l'on nomme *coût de défaillance*.

Le coût de la dépendance

Un troisième coût *système* à prendre en considération est celui de la **dépendance croissante à l'égard des interconnexions transnationales**. Une étude de Percebois et Pommeret [7] montre que le développement de la part des renouvelables dans le mix électrique des pays européens s'est en général accompagné d'une dépendance croissante à l'égard des échanges avec les pays limitrophes. La libéralisation de l'électricité au sein de l'Union européenne et la volonté de construire un marché unique de l'électricité conduisent par essence à un accroissement des échanges entre pays. Mais cet accroissement semble plus sensible dans les pays où la part des renouvelables est élevée, soit parce que

certaines pays comme l'Allemagne ont besoin d'exporter leur surplus d'électricité aux heures creuses lorsque la disponibilité du vent et du soleil est forte, soit parce que d'autres pays comme le Danemark ont besoin d'importer massivement de l'électricité aux heures de pointe lorsque cette disponibilité est faible.

Le développement massif des renouvelables impose en effet de financer des infrastructures de réseaux supplémentaires, tantôt pour importer de l'électricité des pays limitrophes, tantôt pour exporter de l'électricité vers ces pays. Cela peut constituer une *externalité* négative pour ces pays limitrophes, obligés d'absorber cette électricité ou d'en faciliter le transit vers d'autres pays.

Coûts lissés de l'électricité pour la société

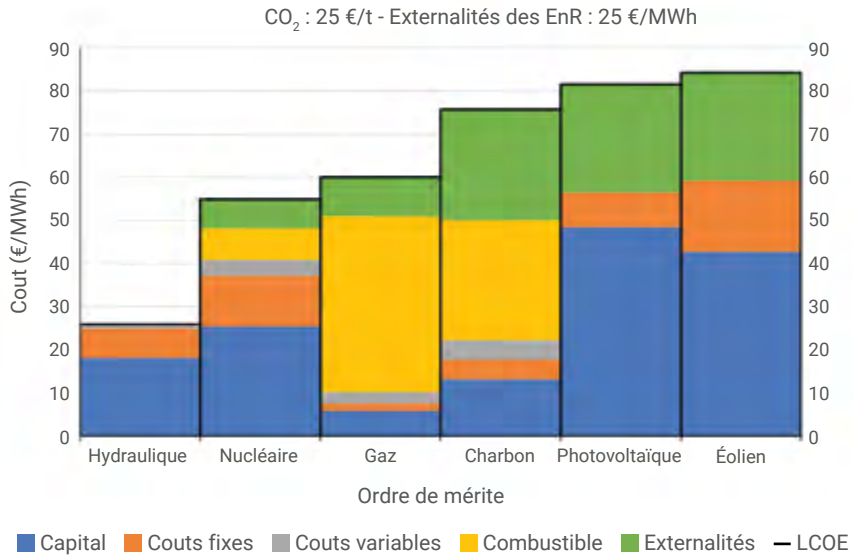
Ne pas intégrer les coûts cachés dans le calcul économique du MWh et dans le mécanisme de l'ordre du mérite conduit à des distorsions et à des incohérences. Une politique de vérité des prix requiert d'abord de bien identifier et comptabiliser tous les coûts liés à la production de l'électricité. La prise en compte de ces externalités devrait également être faite au niveau du coût moyen (LCOE) du MWh, ce qui permettrait de montrer que le coût pour la collectivité (LCOE « social ») peut être différent du coût moyen calculé par les producteurs lorsque l'on procède au choix des équipements à construire.

On voit sur la figure 1 que l'électricité produite avec du gaz est, hors externalités, légèrement moins coûteuse que celle produite avec le charbon. Le LCOE du gaz est inférieur de peu à celui du charbon, le coût relativement plus élevé du prix du gaz comparé à celui du charbon étant plus que compensé par le coût unitaire plus élevé de l'équipement d'une centrale à charbon comparé à celui d'une centrale à gaz à cycles combinés. L'introduction d'un prix du carbone va accroître le différentiel de coût entre ces deux énergies fossiles, puisque le contenu carbone d'un MWh produit avec du charbon est sensiblement plus élevé que celui d'un MWh produit avec du gaz.



Il peut être intéressant de calculer à partir de quel *cours pivot du carbone* l'électricité photovoltaïque ou éolienne présente un LCOE plus faible que l'électricité d'origine fossile. Le calcul peut être mené pour des valeurs croissantes du cout de stockage-déstockage des renouvelables, ce qui permet d'établir une *frontière pivot* représentée par une droite. Cette droite est le lieu géométrique des combinaisons (prix du carbone, cout du stockage) pour lesquelles le LCOE « social » des renouvelables devient inférieur au LCOE « social » des fossiles. En pratique il existe quatre droites, comme le montre la figure 4, ce qui permet de faire apparaître des zones de relative compétitivité du MWh selon les prix relatifs du carbone et du stockage pour les quatre énergies retenues.

À titre d'exemple, la figure 3 donne l'ordre de mérite des LCOE avec externalités pour un prix de la tonne de CO₂ fixé à 25 euros, et pour un prix du stockage-déstockage des renouvelables fixé également à 25 €/MWh. Dans une telle situation, le MWh fossile est plus compétitif que le MWh renouvelable. Le même calcul, mais sur la base de couts marginaux, externalités comprises, donnait un résultat inverse, comme le montrait la figure 2.



3. Cout lissé des énergies pour la société.

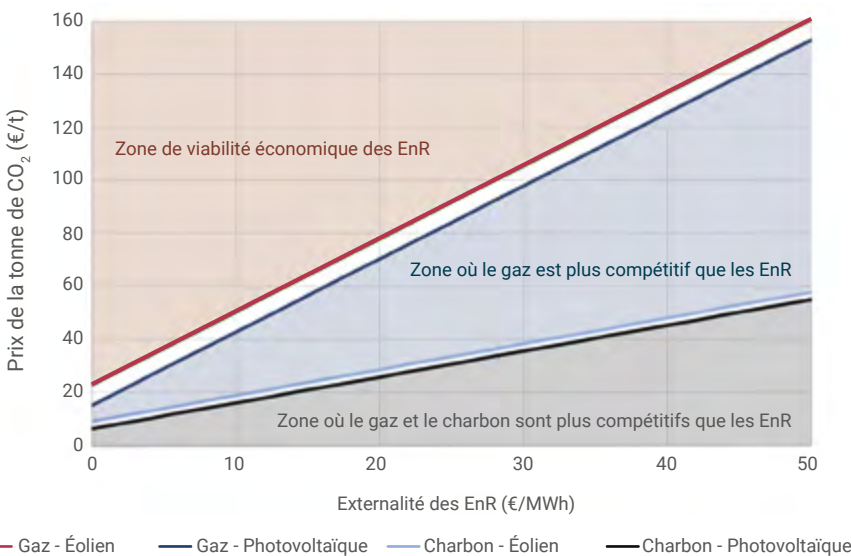
Hypothèses : un cout du CO₂ à 25 €/t et un cout lié aux externalités des énergies renouvelables de 25 €/MWh.

Sur la base de la figure 4, si l'on retient un cout de stockage de 40 €/ MWh pour les renouvelables, le prix de la tonne de CO₂ doit dépasser 40 €/t si l'on souhaite que le LCOE « social » des renouvelables soit inférieur à celui des centrales à charbon, et à plus de 120 €/t si l'on souhaite qu'il soit également inférieur à celui des centrales à gaz. Cela montre que le choix des équipements à programmer ne peut pas se faire indépendamment d'hypothèses quant au prix du carbone et au cout de stockage des énergies intermittentes.

Conclusion

C'est à la puissance publique d'intégrer ces externalités ou *couts système* dans les couts des diverses énergies, par exemple en instaurant une taxe carbone à l'importation de combustibles et équipements à fort contenu carbone [8], ou en fixant des quotas à l'importation de certains équipements qui menacent l'indépendance nationale. Il faut également introduire les couts de stockage-déstockage des énergies intermittentes et empêcher l'injection de ces énergies sur le réseau lorsque cela risque d'engendrer des prix négatifs sur le marché de gros.

L'ordre de mérite calculé sur la base de couts moyens (LCOE « social ») montre que les pays dont le mix électrique est largement fondé sur l'hydraulique et le nucléaire bénéficient d'un avantage certain. La compétitivité relative du LCOE « social » des renouvelables et des fossiles dépend des valeurs relatives prises par le prix du carbone et le cout du stockage-déstockage de l'électricité. Le *merit order*, calculé sur la base des couts marginaux avec externalités, montre que les énergies renouvelables sont toujours appelées avant les énergies fossiles, mais pas devant le nucléaire dès lors que le cout du stockage dépasse 20 €/MWh. ■



4. Comparaison des couts lissés de l'électricité pour la société entre les énergies fossiles et les énergies renouvelables.

Cout sanitaire de l'énergie

Roland Masse (roland.masse2@wanadoo.fr)

Académie des technologies, 19 rue Leblanc, 75015 Paris

La production et la consommation d'énergie sont indispensables au développement des sociétés industrielles. On montre qu'il existe dans le monde une corrélation forte entre l'augmentation de l'espérance de vie des citoyens et la quantité d'énergie par habitant, mais que cet effet atteint un plateau à partir d'une valeur inférieure au quart de celles propres aux sociétés occidentales actuelles. Au-delà de cette consommation d'énergie, ce sont des effets liés à la pollution du milieu qui dominent les interactions entre énergie et santé.

L'impact sanitaire de la production et de la consommation d'énergie participe pour une part déterminante au cout externe de l'énergie, c'est-à-dire au prix non payé par les acteurs du marché de l'énergie mais payé par la société dans son ensemble.

Dans l'analyse européenne de 2014, "Subsidies and costs of EU energy" (qui met à jour le bilan de l'étude ExternE lancée dans les années 1990), l'évaluation monétaire de l'impact sanitaire des énergies déployées est située au troisième rang, après celle imputée au changement climatique et celle constituée par l'épuisement des ressources.

Identification des risques

L'identification des dommages sanitaires imputables à l'énergie doit prendre en compte l'ensemble du cycle de vie de chaque filière et de chacun de ses constituants. Ceci inclut, dans les situations accidentelles et en fonctionnement normal, les impacts de l'extraction, de la transformation, de la production, du transport et des déchets.

Impacts des accidents

Impacts précoces

Les conséquences des accidents, bien connues pour les plus graves d'entre eux, ont été revues en 2014 par l'institut Paul Scherrer et couvrent désormais la période 1970-2018 [1]. Elles sont résumées dans le tableau 1.

| Filière énergétique | Pays de l'OCDE | | | Hors OCDE | | |
|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------|--------------|-----------------|----------------------------|
| | Accidents | Nombre de morts | Nombre de morts/GWe.an (*) | Accidents | Nombre de morts | Nombre de morts/GWe.an (*) |
| Charbon | 87 | 2 259 | 0,157 | 2 394 | 38 672 | 0,597 |
| Chine 1994-1999 | | | | 818 | 11 302 | 6,169 |
| Chine 1999-2008 | | | | 1 214 | 15 750 | |
| Hors Chine | | | | 162 | 5 788 | |
| Pétrole | 187 | 3 495 | 0,132 | 358 | 19 516 | 0,897 |
| Gaz naturel | 109 | 1258 | 0,085 | 78 | 1 556 | 0,111 |
| GPL | 58 | 1856 | 1,957 | 70 | 2 789 | 14,896 |
| Hydro | 1 | 14 | 0,003 | 21 | 30 069 | 10,285 |
| Nucléaire | 0 (**) | 0 | 0 | 1 | 31 | 0,048 |
| Biofioul | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Biogaz | 0 | 0 | 0 | 2 | 18 | |
| Géothermie | 0 | 0 | 0 | 1 | 21 | |
| Total | 442 | 8 882 | | 2 925 | 92 672 | |

Tableau 1. Nombre d'accidents sévères comportant des décès précoces directement attribuables aux filières de l'énergie : charbon, pétrole, gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié (GPL), hydroélectricité, nucléaire. Les accidents sévères sont ceux qui impliquent l'un des critères suivants : au moins 5 décès, ou au moins 200 évacués, ou l'interdiction de consommation des produits locaux, ou le rejet de plus de 10 000 tonnes d'hydrocarbures, etc.

(*) Dans ce tableau, les unités en GWe.an (soit 8,76 TWh) font toutes référence à l'énergie produite et non à l'énergie consommée.

(**) Les deux accidents nucléaires graves de Three Mile Island et de Fukushima n'ont pas occasionné de décès précoces imputables à la filière



1. L'enceinte de confinement du réacteur n°4 accidenté de la centrale nucléaire de Tchernobyl en Ukraine et de son premier sarcophage, mise en service en 2019. Haute de 108 m, large de 162 m pour une portée de 257 m, elle est conçue pour une durée de service de 100 ans.

>>>

D'autres causes de mortalité doivent être envisagées. Pour les professionnels exposés à plus de 150 mSv, comme les liquidateurs de Tchernobyl, un excès de mortalité attribuable aux effets cardio-vasculaires radio-induits est comptabilisé, en proportion comparable à celui des cancers. Ces effets n'apparaissent qu'au-delà d'un seuil de dose supérieur à la plupart des expositions environnementales accidentelles.

En dehors des effets directs de l'irradiation, il faut en outre prendre en compte les effets indirects qui résultent de la gestion de crise post accidentelle, notamment ceux qui sont imputables aux évacuations durables de territoire : environ 115 000 résidents dans la zone de Tchernobyl et 160 000 dans celle de Fukushima.

Cette composante a un coût sanitaire, mais il est difficile à évaluer. Il peut néanmoins dépasser de beaucoup celui des effets sanitaires directement provoqués par l'accident lui-même. Dans le cas de l'accident de Fukushima, qui n'a fait aucune victime par exposition aux rayonnements ionisants, le déplacement des populations et leur relogement dans des conditions de fortune a conduit les autorités japonaises à reconnaître environ 2000 décès prématurés attribuables. Cet impact mériterait d'être évalué dans les situations de

détérioration du cadre de vie associées aux industries extractives en fonctionnement normal ou dégradé (Bayan Obo en Mongolie intérieure pour les terres rares, Alberta au Canada pour l'extraction des sables bitumineux, Garzweiler en Allemagne pour le lignite, les Appalaches aux États-Unis pour le charbon...), ou dans le cas de déplacement de populations pour la mise en eau de grands barrages (Barrage des Trois Gorges en Chine : 1,8 million de personnes déplacées selon *Wikipedia*).

Impact sanitaire en fonctionnement normal

Énergie nucléaire

En fonctionnement normal, comme dans les situations accidentelles, le facteur de risque est la surexposition par voie externe ou interne aux rayonnements ionisants des professionnels et du public.

L'évaluation de l'exposition résulte de mesures et de modélisations. Pour le travailleur, à l'exception des mineurs d'uranium exposés au radon, l'essentiel des doses accumulées provient de l'exposition externe mesurée à titre individuel ou collectif ; pour le public, l'essentiel de l'exposition est dû au relargage de différents radionucléides dans l'environnement, et l'évaluation de dose se fait au

travers de modélisations de leurs transferts dans l'air, l'eau et la chaîne alimentaire.

Pour l'ensemble du cycle en France en 2003, le bilan calculé sur une durée de 100 000 ans est de 13,1 hommes.Sv/TWh [2] ; ce bilan évolue constamment à la baisse sous la pression des mesures de radioprotection. En appliquant ce modèle à l'ensemble de la production nucléaire mondiale et en répartissant l'ensemble des doses sur la population mondiale, on aboutit à une estimation de 2,5 microsievverts par an et par personne. À un tel niveau de dose, 1000 fois inférieur à celui correspondant à la radioactivité naturelle, l'impact sanitaire, s'il existe, ne peut qu'être inapparent.

Les groupes professionnellement exposés constituent cependant un ensemble où un impact sanitaire de l'exposition aux rayonnements ionisants est détectable. C'est le cas chez les mineurs d'uranium exposés au radon. Plus de 10 000 d'entre eux sont morts de cancers du poumon depuis 1946 dont plus de 7000 en ex-RDA, la plupart exposés à des niveaux extrêmement élevés. En France, 211 mineurs sont morts de cancer du poumon sur 5000 mineurs exposés, dont environ 60 imputables à l'exposition. Pour les autres travailleurs du nucléaire, les études épidémiologiques font apparaître un déficit de cancers par rapport à la population générale. Avec l'hypothèse d'une relation dose-effet à caractère linéaire sans seuil, 300 cancers en excès sont envisageables parmi les 75 000 attendus.

Énergies carbonées

Extraction du charbon

En dehors des accidents, l'extraction du charbon est à l'origine de maladies professionnelles dues à l'inhalation de poussières : pneumoconiose-silicose et cancer du poumon. Le nombre actuel de décès annuels par pneumoconiose du mineur de charbon est en moyenne de 0,4 pour 100 000 habitants dans le monde, dont environ 80 en Allemagne et 140 au Royaume-Uni. La prévalence des cas de pneumoconiose-silicose en Chine implique actuellement plus de 500 000 mineurs, avec un nombre



| | NO _x Grammes par GJ | COVNM Grammes par GJ | PM10 Grammes par GJ | PM2,5 Grammes par GJ |
|----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Charbons-Lignite | 95-200 | 1,2-20 | 47 | 28 |
| Bois | 200 | 4,8 | 77,5 | 61 |
| Fiouls lourds | 170-190 | 3 | 20,4 | 8,4 |
| Fioul domestique | 100 | 2 | 4,1 | 1,7 |
| Autres produits pétroliers | 170 | 3 | 20,4 | 8,4 |
| Gaz naturel et autres | 42-75 | 1,5-2,5 | 0,9 | 0,9 |

Tableau 2. Émissions normalisées d'oxydes d'azote (NO_x), de composés organiques non méthane (COVNM), et de particules de diamètre inférieur à 10 µm (PM10) ou 2,5 µm (PM2,5), pour différentes sources d'énergie carbonée.

de cas nouveaux sans doute supérieur à 20 000 par an, et plusieurs milliers d'accidents mortels.

Impact sanitaire du CO₂

La production de CO₂ constitue le facteur de risque commun à l'ensemble des énergies carbonées et contribue de façon déterminante au réchauffement climatique. Depuis 1850, les canicules qui en ont résulté ont été à l'origine en France de plus de 20 000 décès prématurés [3]. Enfin, le changement climatique a dès maintenant un impact sur l'évolution de la répartition d'espèces végétales nuisibles, certaines à l'origine d'allergies sévères (ambrosie), et de la prolifération de vecteurs de maladies tropicales comme la dengue, le chikungunya, le zika dans les pays tempérés.

Émissions toxiques

La combustion des matières carbonées libère des émissions toxiques dans l'atmosphère.

Émissions particulières : différemment qualifiées de fumées noires, de particules totales en suspension (TSP), de PM10 et PM2,5 (particules de diamètre inférieur à 10 ou 2,5 µm) et de carbone suie (BC).

Émissions gazeuses : oxyde de carbone CO, dioxyde de soufre SO₂, oxydes d'azote (NO_x), et composés organiques volatils différents du méthane (COVNM) en particulier responsables de la formation d'ozone (O₃) par réaction photochimique.

Les oxydes SO₂ et NO₂ sont en outre à l'origine d'un important contingent de particules atmosphériques par

nucléation de sulfates et de nitrates après réaction avec des ions NH₃, d'origine essentiellement rurale. Ces particules secondaires peuvent constituer jusqu'à 80 % de la masse des PM2,5 dans l'aérosol atmosphérique et servir de support à des éléments volatils toxiques de l'émission primaire.

Plusieurs constituants de la phase gazeuse et particulaire ont un potentiel de danger, notamment **neurotoxique** par le mercure et le plomb, et **cancérogène** par certains *métaux* (As, Cd, Ni, Cr) et par plusieurs *composés organiques* : hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP), dioxines et furanes (PCDD/F), hexachlorobenzène (HCB).

Les différentes sources d'énergie ont des niveaux d'émission très variables, comme le montre le tableau 2 issu du rapport Citepa Ominea 92. L'évolution, de 1990 à 2020, de la contribution des différentes

filières de l'énergie à l'émission des différents toxiques dans l'environnement en France fait l'objet d'une publication régulière du Citepa [4].

Impact sanitaire de la pollution atmosphérique

Il n'est pas possible d'évaluer directement l'impact sanitaire de chacun des constituants toxiques émis dans l'atmosphère par les sources carbonées de l'énergie. En revanche on connaît assez bien ce qui résulte de l'inhalation de l'ensemble du mélange constitué.

Schématiquement deux types d'études sont déployées : (1) celles qui établissent les corrélations temporelles journalières entre les variations de concentration des indicateurs de pollution et les variations simultanées des indicateurs de santé ; (2) celles qui analysent dans la durée, sur des cohortes stables suivies pendant des dizaines d'années, les conséquences lointaines de l'exposition aux polluants atmosphériques.

Pour les effets à court terme, une synthèse des données acquises a été proposée en 2011 [5] : une augmentation des particules atmosphériques de 10 à 20 µg/m³ d'air est corrélée avec une augmentation de 0,4 à 1,5 % de la mortalité.

Différents indicateurs de la pollution de l'atmosphère, comme ceux utilisés par le rapport PSAS-9 de l'INVS en 2002 (tableau 3), donnent des résultats globalement cohérents, témoignant essentiellement du caractère traceur de ces indicateurs et non de leur toxicité (les effets ne s'additionnent pas).

>>>

| | En prenant en compte la pollution atmosphérique au jour du décès et : | Fumées noires | SO ₂ | NO ₂ | O ₃ |
|-----------------------------|---|---------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Mortalité totale | - de la veille | 0,8 % | 1,1 % | 1,0 % | 0,7 % |
| | - des cinq jours précédents | 1,2 % | 1,9 % | 1,3 % | nd |
| Mortalité cardio-vasculaire | - de la veille | 0,5 % | 0,8 % | 1,2 % | 1,1 % |
| | - des cinq jours précédents | 1,2 % | 1,7 % | 1,4 % | nd |
| Mortalité respiratoire | - de la veille | 0,7 % | 1,1 % | 1,3 % | 1,2 % |
| | - des cinq jours précédents | 2,1 % | 5,1 % | 3,4 % | nd |

Tableau 3. Excès de risque de mortalité (en pourcentage) pour une augmentation de 10 µg/m³ du niveau des polluants.

>>>

L'indicateur le plus utilisé pour les études de type 2 à long terme, est le PM_{2,5} mis en corrélation avec les excès de mortalité : toutes causes, cardiopulmonaires, cardiovasculaires et cardiopathies ischémiques. La validité de ces corrélations est confirmée avec le développement des politiques de réduction des expositions, qui ont eu un impact direct sur la diminution des taux de mortalité et de morbidité [6].

Pour la mortalité toutes causes, indicateur essentiel de l'impact sanitaire, le risque attribuable moyen pour un incrément de 10 µg/m³ est de l'ordre de 7 à 14 % d'excès de mortalité. Ces valeurs sont à l'origine des évaluations annuelles de 7 millions de décès dans le monde par l'OMS en 2014 et des 48 000 morts en France, compte tenu des niveaux actuels de

la pollution atmosphérique. Ainsi, la très grande majorité des décès attribuables est bien due aux effets tardifs de la pollution de fond et non aux pics de pollution. Elle se manifeste aux niveaux actuels observés en France (10 à 15 mg/m³ pour les PM_{2,5}).

La part relative aux pathologies spécifiquement associées à la pollution atmosphérique fait l'objet d'évaluations variables pour ce qui concerne les trois principales : pulmonaires, cardiaques et vasculaires, et cancer du poumon. Pour le cancer, une valeur centrale se situe à environ 9 % des nouveaux cas de cancer du poumon par 10 µg de PM_{2,5} ou PM₁₀ ; mais cette valeur peut atteindre jusqu'à 22 % pour les populations urbaines d'Europe.

Effets toxiques spécifiques identifiés

Certains composants de la pollution atmosphérique : CO₂ dans des conditions accidentelles, SO₂ associé aux grands *smogs* (voir la photo p. 142) et l'ozone, signent indiscutablement leurs effets.

Les concentrations atteintes par les oxydes d'azote se situent en deçà de valeurs associées à des effets toxiques identifiables, mais il existe des corrélations fortes entre les taux de NO₂ atmosphérique et la mortalité cardio-pulmonaire.

L'inhalation de particules atmosphériques de l'aérosol urbain est associée à de multiples effets qui dépendent du territoire de dépôt particulaire dans les voies aériennes. La fraction PM₁₀ est associée avec une irritation bronchique ; la fraction PM_{2,5} est associée à une souffrance des cellules vasculaires ; la composante ultrafine échappe à la séquestration locale et migre par voie sanguine vers divers organes. Le mécanisme toxique le plus constant est l'induction d'un stress oxydant.

Il n'est pas possible de distinguer si l'effet toxique vasculaire des PM_{2,5} est de nature physique ou associé à des toxiques minéraux et organiques adsorbés. Il y a consensus pour estimer que les particules naturelles provenant des embruns et de l'érosion ne sont pas impliquées, alors que les particules riches en carbone le sont systématiquement. Il y a débat sur le rôle attribué aux particules de sulfates et de nitrates.

L'évaluation d'effets systémiques, éventuellement dus à l'impact des neurotoxiques, cancérogènes et mutagènes émis dans l'environnement lors de la combustion des sources carbonées, est évaluée indirectement à partir de modélisations.

Hypothèses faites pour l'évaluation des conséquences sanitaires des différentes sources d'énergie carbonée

L'essentiel de l'impact sanitaire est associé aux particules exprimées en PM₁₀ pour les effets aigus et en PM_{2,5} pour les effets chimiques. On ajoute les effets aigus de l'ozone, qui peuvent être distingués de ceux des particules, et on prend en compte les effets systémiques des métaux et composés organiques toxiques, bien que cela ne modifie que peu l'impact global.

Dans cette perspective, les molécules SO₂ et NO_x sont uniquement prises en compte pour leur impact sanitaire en tant que sources de particules.

Les aérosols primaires sont peu modifiés à moins de 50 km de l'émission : leur modélisation dans l'étude ExternE [7] est assurée par un modèle simple gaussien de propagation en ligne droite. Cependant, à distance plus lointaine, des réactions chimiques interviennent dans l'atmosphère et aboutissent à la formation des polluants secondaires — ozone, sulfates et nitrates ; la modélisation de leurs comportements est effectuée avec des modèles lagrangiens plus complexes.

Bilan sanitaire des énergies carbonées

Dans la majorité des cas, les indicateurs de dommages sanitaires sont exprimés en risque relatif RR, traduisant le ratio du nombre de cas observés après exposition à un excès de concentration du toxique concerné par rapport au nombre de cas existants sans cet excès d'exposition.

La relation entre mortalité et concentration en PM_{2,5} en Europe peut être décrite [6] par une fonction log linéaire simple :

$$\Delta y = y_0 [1 - \exp(-\beta \Delta x)],$$

où Δy est la baisse du nombre de décès qui serait associée à une baisse Δx de la concentration des PM_{2,5} ; β est la pente de la relation entre le logarithme de la mortalité et la

- 1• P. Burgher et S. Hirschberg, "Comparative risk assessment of severe accidents in the energy sector", *Energy Policy*, **74** (2014) S45-S56.
- 2• *Électricité nucléaire : Quels sont les coûts externes ?*, Rapport NEA 4373, OCDE (2003).
- 3• M. Pascale et al., « Changement climatique et santé », *Bulletin Épidémiologique Hebdomadaire* **38-39** (2015) 718.
- 4• Citepa, *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques. Bilan des émissions en France de 1990 à 2022*, Rapport Secten éd. 2023.
- 5• C.A. Pope, "Health effects of particulate matter air pollution", EPA wood smoke webinar (July 28, 2011).
- 6• M. Pascal et al., « Impacts de l'exposition chronique aux particules fines sur la mortalité en France continentale et analyse des gains de santé de plusieurs scénarios de réduction de la pollution atmosphérique », Santé publique France (2016).
- 7• ExternE-Pol Final technical Report, Rabl A Spandaro J coordinators, 2nd version Aug 2005
- 8• *New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies*. R. Friedrich (coordinator), Final Report to the European Commission (Septembre 2004).
- 9• A. Rabl et J. Spandaro, « Les coûts externes de l'électricité », *Revue de l'énergie*, **525** (2001) 151.
- 10• N. Starfelt et C.E. Wikdahl, Energy forum, "Economic analysis of various options in electricity generation - Taking into account health and environmental effects", Proceedings of Ecological Aspects of Electric Power Generation, Warsaw (Nov 14, 2001)
- 11• A. Markandya et P. Wilkinson, "Electricity Generation and Health", *The Lancet*, **370** (2007) 979.

concentration en PM_{2,5} ; dans le cas d'un risque relatif RR, observé pour une exposition à 10 µg/m³, la valeur est $\beta = \ln(\text{RR}/10)$.

L'étude ExternE utilise une expression simplifiée reliant de manière proportionnelle la concentration en PM_{2,5} à la perte d'années de vie, dans la gamme des expositions usuelles. Cette propriété, malgré les déterminants non linéaires qui la conditionnent, permet de définir pour l'Europe une valeur générique de 0,22 jour de vie perdue par exposition de 1 an à un excès de 1 µg/m³.

Une synthèse a été proposée pour l'ensemble de l'Europe soumise aux retombées de production des énergies carbonées (tableau 4). Pour un total de 2,2 millions d'années perdues, avec une perte par cas évaluée à cinq ans, ces chiffres correspondent à environ 450 000 décès prématurés pour l'année 1998.

Effets sanitaires des autres sources d'énergie

En dehors des situations accidentelles, l'essentiel des effets sanitaires associés aux autres types d'énergie résulte de l'usage des énergies carbonées au cours de la vie.

La particularité essentielle propre aux filières éolienne et photovoltaïque tient au fardeau sanitaire que présentent les métaux lourds nécessaires à leur mise en œuvre.

Normalisation et comparaison des risques en matière de production d'électricité

Les résultats des synthèses européennes et américaines ont permis de hiérarchiser les filières en fonction des dommages attribués par TWh. Le résultat pour l'Europe, exprimé en pertes d'années de vie [9], est montré dans le tableau 5.

Le même travail, effectué en Suède [10] et au Royaume-Uni [11], dénombre les décès prématurés propres aux émissions de ces pays : tableaux 6 et 7.

Le magazine *Forbes* a par ailleurs publié en 2012 une évaluation qui, en décès prématurés, attribue par TWh d'électricité produite aux États-Unis : 15 au charbon, 36 au pétrole, 4 au gaz, 24 à la biomasse, 0,4 au solaire, 0,15 à l'éolien, 1,4 à l'hydraulique et 0,09 au nucléaire. Ces données sont comparables à celles issues de l'étude

| | Ensemble des émissions N années perdues | Centrales de production N années perdues |
|---------------|--|---|
| En Europe | 2 070 000 | 420 000 |
| Hors d'Europe | 170 000 | 70 000 |

4. Mortalité imputable aux énergies carbonées d'Europe en 1998 selon l'étude ExternE [8].

ExternE à l'intérieur d'un facteur 2, à quelques exceptions près.

En termes d'effets sanitaires, les choix des mix énergétiques influencent fortement les impacts globaux. La comparaison des impacts attendus de la production électrique en 2015 laisse prévoir : en France (546 TWh) 7300 années de vie perdues et 460 décès prématurés, et en Allemagne (647 TWh) 41 300 années de vie perdues et 8400 décès prématurés.

Conclusion

La hiérarchie générale des coûts sanitaires caractérisant les différentes filières de production d'énergie est très claire, tant celui des énergies carbonées est disproportionné par rapport à ceux des autres filières. Ce coût laisse prévoir de l'ordre de 100 millions de décès prématurés à l'échelle mondiale, pour une période d'exposition correspondant à une

vie entière. Il est très lourd et impacte de manière significative celui des énergies non carbonées en amont et en aval de leur production, notamment pendant l'intermittence des énergies renouvelables.

Quel que soit le mode d'expression des dommages, tenant compte des situations accidentelles et du fonctionnement normal, du tribut sanitaire payé par les professionnels, et de celui dont souffre le public, le charbon et le pétrole, responsables en Europe de centaines de milliers de décès par an, distancent de loin les autres filières ; le nucléaire et les énergies renouvelables sont les bons élèves dans la discipline ; le gaz et la biomasse ont un niveau de nuisance intermédiaire. ■

Cet article est une version réduite de l'article original « Coût sanitaire de l'énergie » de Roland Masse (version révisée du 19 mars 2023), paru sur le site de l'association Sauvons le climat (www.sauvonsleclimat.org).

| Charbon | Fioul | Gaz | Nucléaire | Biomasse | Éolien | PV |
|---------|-------|-----|-----------|----------|--------|----|
| 122 | 150 | 32 | 9 | 77 | 6 | 12 |

Tableau 5. Pertes d'années de vie par TWh après 2000, selon les différentes sources d'énergie en Europe.

| Charbon | Lignite | Pétrole | Gaz | Nucléaire | Biomasse | Hydro | Éolien |
|---------|---------|---------|-----|-----------|----------|-------|--------|
| 25 | 18 | 37 | 4 | 1 | 12 | < 1 | > 1 |

Tableau 6. Nombre de décès prématurés* attribués en Suède par TWh selon différentes sources d'énergie. (* ExternE considère cinq années perdues en moyenne par décès prématuré).

| Charbon | Lignite | Pétrole | Biomasse | Gaz | Nucléaire |
|---------|---------|---------|----------|-----|-----------|
| 24,5 | 32,6 | 18,4 | 4,6 | 2,8 | 0,05 |

Tableau 7. Nombre de décès prématurés par maladies au Royaume-Uni, par TWh et selon différentes sources d'énergie.

(a) On ajoute au passif des expositions une part de 0,2% par sievert de risque d'induction de maladies génétiques transmissibles, bien qu'aucune donnée épidémiologique n'en ait établi l'existence.

(b) L'indicateur de risque utilisé pour décrire les effets tardifs, notamment cancérogènes, des radiations ionisantes est le sievert (Sv). C'est une unité de dose, pondérée pour permettre l'additivité des doses. Il dérive du gray (qui vaut 1 joule/kg) par deux facteurs de pondération, l'un propre au rayonnement et variant de 1 à 20, l'autre, inférieur à 1, propre aux tissus et organes concernés.

