

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

« Se défier du ton d'assurance qu'il est si facile de prendre et si dangereux d'écouter »
Charles Coquebert, Journal des mines n°1, Vendémiaire An III (septembre 1794)



Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ?

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES

FONDÉES EN 1794

Publiées avec le soutien
de l'Institut MinesTélécom

N° 95
JUILLET 2019

UNE SÉRIE DES
**ANNALES
DES MINES**
FONDÉES EN 1794

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN : 1268-4783
Série trimestrielle • n°95 - juillet 2019

Rédaction

Conseil général de l'Économie (CGEJET), Ministère de
l'Économie et des Finances
120, rue de Bercy - Télédock 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

François Valérian

Rédacteur en chef

Gérard Comby

Secrétaire général

Delphine Mantiene

Secrétaire générale adjointe

Liliane Crapanzano

Correctrice

Myriam Michaux

Webmestre

Membres du Comité de Rédaction

Pierre Couveinhes

Président du Comité de rédaction
Ingénieur général des Mines honoraire

Pierre Amouyel

Ingénieur général des Mines honoraire

Paul-Henri Bourrelier

Ingénieur général des Mines honoraire, Association
française pour la prévention des catastrophes naturelles

Mireille Campana

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Dominique Dron

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Pascal Dupuis

Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique,
Direction générale de l'énergie et du climat, MTES

Jérôme Goellner

Chef du service des risques technologiques,
Direction générale de la prévention des risques, MTES

Jean-Luc Laurent

Richard Lavergne

Conseil général de l'Économie
Ministère de l'Économie et des Finances

Philippe Saint Raymond

Ingénieur général des Mines honoraire

Bruno Sauvalle

Ingénieur en chef des Mines, MINES ParisTech

Jacques Serris

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Claire Tutenuit

Déléguée générale d'Entreprises pour l'Environnement (EPE)

François Valérian

Rédacteur en chef des Annales des Mines

Photo de couverture :

Centrale de cogénération Vattenfall à Berlin, se reflétant
dans l'eau.

Photo © Paul Langrock/ZENIT-LAIF-REA

Iconographie

Christine de Coninck

Abonnements et ventes

COM & COM

Bâtiment Copernic - 20, avenue Édouard Herriot
92350 LE PLESSIS-ROBINSON

Alain Bruel

Tél. : 01 40 94 22 22 - Fax : 01 40 94 22 32

a.bruel@cometcom.fr

Mise en page : Nadine Namer

Impression : Printcorp

Éditeur Délégué :

FFE - 15, rue des Sablons 75116 PARIS - www.ffe.fr

Fabrication : Aïda Pereira

aïda.pereira@belvederecom.fr - 01 53 36 20 46

Régie publicitaire : Belvédère Com

Directeur de la publicité : Bruno Slama - 01 40 09 66 17

bruno.slama@belvederecom.fr

La mention au regard de certaines illustrations du sigle « D. R. »
correspond à des documents ou photographies pour lesquels
nos recherches d'ayants droit ou d'héritiers se sont avérées
infructueuses.

Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ?

05

Foreword/Avant-propos

Dr. Fatih BIROL

07

Introduction – Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie dans la transition vers un monde neutre en carbone ?

Dominique AUVERLOT et Richard LAVERGNE

Consommation finale d'énergie : nouveaux usages, nouveaux comportements, en France et dans le monde

10

Application à 2050 de la transition énergétique et de la neutralité carbone à la demande d'énergie, en France

Laurent MICHEL et Quentin DESLOT

16

Quelle évolution de la consommation d'électricité en France ?

Thomas VEYRENC

21

Évolutions possibles des usages de l'électricité dans une perspective de neutralité carbone en France et de respect de l'Accord de Paris au niveau mondial

Jean-Michel CAYLA et Donia PEERHOSSANI

28

Transformation des systèmes électriques

Le consommateur sera-t-il gagnant ?

Dominique JAMME

32

La demande comme levier de décarbonation : visions, disparités et limites

Nadia MAÏZI

37

Les grands enjeux de la transformation du secteur des transports et de la mobilité durable

Didier HOUSSIN

42

La neutralité carbone : opportunités et risques pour l'industrie française

Michel GUILBAUD

46

Chauffage et climatisation : enjeux et opportunités en France, en Europe et dans le reste du monde

Thibaut ABERGEL et Maxine JORDAN

50

Concilier demande d'énergie et protection du capital naturel

Pascal YVON

Quelles offres d'énergie dans un environnement neutre en carbone ?

57

Le devenir des systèmes énergétiques et des hydrocarbures dans un monde neutre en carbone

Claude MANDIL

62

De nouvelles technologies de l'énergie en rupture ?

Hervé BERCEGOL, Sophie DIDIERJEAN, Mathieu ÉTIENNE, François KALAYDJIAN, Jean LE BIDEAU, Fabrice LEMOINE, Guy MAISONNIER, Gaël MARANZANA, Fabrice PATISSON et Abdelilah SLAOUI

67

Nouveau nucléaire : quelles technologies et quelles perspectives de développement en France et dans le monde ?

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE

75

Le rôle du nucléaire dans un monde neutre en carbone

Dominique FINON

81

La France a besoin de l'énergie gaz pour atteindre la neutralité carbone

Thierry TROUVÉ

85

Le gaz : atout ou obstacle dans la recherche de la neutralité carbone ?

Jean-Pierre HAUET

91

Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ?

Patrick POUYANNÉ

94

Future of Oil in a Low-Carbon World

T. J. WOJNAR Jr

97

Les déterminants de l'évolution de la production d'énergie dans une perspective de soutenabilité

Marc JEDLICZKA et Yves MARIIGNAC

102

S'affranchir des énergies fossiles dès 2060 grâce au nucléaire

Élisabeth HUFFER et Hervé NIFENECKER

110

Les défis de la sortie du charbon en Europe

Marc-Antoine EYL-MAZZEGA

114

Quel avenir pour le métier de fournisseur d'énergie en Europe ?

Nicolas GOLDBERG et Sébastien MÉRAUD

119

Quel rôle pour la biomasse en tant que source d'énergie dans une France neutre en carbone ?

Claire TUTENUIT et David LAURENT

Assurer l'équilibre offre-demande sur le long terme ou la géopolitique de l'énergie sur le chemin vers la neutralité carbone

124

Géopolitique de l'énergie à l'horizon 2050

Olivier APPERT

128

A carbon-free world – What is Russia's response?

Tatiana MITROVA et Yuriy MELNIKOV

133

National Oil Companies of the Future

Valérie MARCEL

137

Stratégies et politiques pour les transitions énergétiques : entre coopération et fragmentation

Jean-Eudes MONCOMBLE

141

La Chine et l'Inde pourront-elles rester les ateliers du monde d'une planète en lutte contre le changement climatique ?

Pour une lecture technologique et démographique de l'énergie

Joël RUET

149 Traductions des résumés

155 Biographies des auteurs

Le dossier a été coordonné par Dominique Auverlot et Richard Lavergne



المكتب الوطني للهيدروكاربورات و المعادن
ΕΘΣΟ.Α.Ε.Ο | ΗΦΣΛΟΚ.ΟΘΣΟ.Λ Σ%Υ.Χ
OFFICE NATIONAL DES HYDROCARBURES ET DES MINES

90 ans d'expertise

au service de l'exploration-production
des hydrocarbures et des mines



www.onhym.com

Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ?

By Dr Fatih BIROL

Executive Director, International Energy Agency

The world has undergone numerous energy transitions since the *Annales des Mines* was first published in 1794: from steam locomotives to electric rail; from the internal combustion engine to the widespread revival of electric cars; from coal-fueled power to nuclear, natural gas and, more recently, renewables. Through the years, these transitions have been driven by innovation.

The last few decades have focused on a new energy challenge – how to ensure secure and affordable supplies while addressing fundamental concerns over environmental sustainability and energy access. In the 21st century, we are no longer only asking how we can produce enough oil to meet demand but also how we can grow our economies while reducing carbon emissions; how to avoid the air pollution that threatens the health of people living in our largest cities; and how to ensure that everyone around the world enjoys the same access to modern energy services that is taken for granted in countries like France?

There is no single answer to these complex issues. Energy transitions underway around the world require the full range of policies, fuels, technologies and innovations – a long list that includes carbon capture, utilisation and storage (CCUS), hydrogen, efficiency standards and, for some countries, nuclear energy.

The challenge we all face cannot be understated. Last year, global energy consumption increased at nearly twice the average rate of growth since 2010. And while renewables saw impressive growth, demand for all fuels increased – notably natural gas, but also oil, nuclear power and coal. As a result, CO₂ emissions rose 1.7% last year and hit a new record. The increase in emissions was equivalent to the total annual emissions of international aviation today.

Energy production and use is the largest source of global emissions, which means that the energy sector is crucial for achieving the objectives of the Paris Agreement on climate change. The Paris Agreement requires energy-related CO₂ emissions to peak around 2020 and then decline rapidly. The IEA outlines that path in our Sustainable Development Scenario (SDS), which also results in universal electricity access and reduces deadly air pollution. By 2040, emissions would need to be at around half of today's level and on course towards zero by 2070, in line with the Paris climate goals.

How can this scenario be turned into reality?

The good news is that our analysis shows there is no need for trade-offs between the different goals that underpin the SDS. In fact, achieving universal access to modern energy only leads to a 0.1% increase in CO₂ emissions. But again, this will depend on using the full range of fuels and energy technologies, including nuclear, renewables and emerging technologies like CCUS and hydrogen.

All of these efforts to find new ways to produce energy in a sustainable manner must rest on a solid foundation of energy efficiency – the best source of energy is the one we never have to produce. But here, the news is not encouraging: energy intensity improved by just 1.3% last year. The disappointing pace is the third year of slowing improvement and results from weaker energy efficiency policy implementation and strong demand growth in more energy intensive economies. We cannot underestimate the long-term implications of this trend, nor the potential benefits of taking quick action.

If the world had adopted the best passenger fuel standards, we could have saved 2.2 million barrels of oil per day last year. Over USD \$20 billion could have been saved if everyone had switched to an energy efficient refrigerator. Almost 20% of industrial electricity use could have been saved if countries had adopted the strongest electric motor standards. These are all massive opportunities, and the benefits go far beyond the energy sector. Energy efficiency can support economic growth, enhance social development, advance environmental sustainability and ensure energy security.

With this range of different technologies, fuels and approaches, each country will find its own path towards a common goal. France is an example of how to decouple energy consumption and CO₂ emissions from economic and population growth. The carbon intensity of the French economy is about half the IEA average.

Much of this can be attributed to nuclear power as a source of emissions-free electricity. France is one of the world's largest economies yet has remarkably low emissions from its power sector. The French nuclear fleet is also flexible enough to match peak demand periods, both in France and across Europe.

But the energy transition requires new approaches. Europe's nuclear fleet is ageing, building new nuclear plants has become difficult in the current market environment and coal is being phased out. The French government is discussing its energy plan for the next decade, and one of the questions is to what extent renewables can be integrated into the country's power sector.

Today, the share of wind and solar in France is below 8%, similar to other nuclear leaders like Canada and Japan. Global experience shows that power systems can easily accommodate shares below 10% through the ability to ramp power generation up or down to meet demand. But as renewables' share of the power mix grows – in countries like Germany or Denmark, for example – additional flexibility is needed. These include regional power trade, smart grids, energy storage or demand-side response in buildings.

Hydrogen is also a promising technology that is of particular interest to France. It provides flexible means of linking different energy sectors and energy transmission and distribution networks. The opportunities for using hydrogen across the economy and its benefits for system integration should be clearly highlighted.

Given the complex, interlinked challenges facing today's energy sector, it is imperative that policymakers, industry, researchers and academics work together to share best practices on policy and keep up to date on emerging market trends and innovative technologies. These are global challenges that require global thinking. At the IEA, we are committed to working with not only our 30 Member countries, but also our 8 Association countries, including Thailand on electricity security, China on emissions trading and India on energy efficiency. We are also expanding our work beyond the IEA family of countries, including projects to increase the quality of energy statistics in Africa.

Within this edition of the *Annales des Mines*, you will find articles showcasing the full range of challenges facing the energy sector, from technological barriers to geopolitical concerns, and an equally impressive range of possible solutions. I am pleased to see that a number of my current and former colleagues have contributed to this issue, along with a very impressive list of energy experts.

Despite our challenges, with our best minds working together, we can all move towards a more secure and sustainable energy future for all.

Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie dans la transition vers un monde neutre en carbone ?

Par Dominique AUVERLOT

Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)

et Richard LAVERGNE

Conseil général de l'Économie (CGE)

Le présent numéro des *Annales des mines* a été conçu comme un complément à celui paru en janvier 2019, également dans la série « *Responsabilité & Environnement* », sur le thème « L'économie du nouveau mix électrique ». En élargissant l'analyse à l'ensemble des formes d'énergies et en partant des besoins, il s'agit d'examiner quel est l'approvisionnement disponible et envisageable dans un monde bas carbone, puis de comprendre comment offre et demande peuvent coïncider dans un contexte mondial.

La transition énergétique est supposée contribuer à la neutralité carbone de la France d'ici à 2050, prélude à celle de la planète, dans la seconde moitié de ce siècle. L'adoption à l'horizon de quelques décennies d'un tel objectif de neutralité carbone, en remplacement du facteur 4, a une conséquence importante dans le domaine de l'énergie. Elle nous oblige, comme le souligne Laurent Michel, à annuler quasiment toutes les émissions de ce secteur et à réduire ainsi très fortement notre usage des énergies fossiles. Elle nous conduit dès lors à nous réinterroger sur la place du charbon, du pétrole et du gaz dans notre société. De plus, nous ne pouvons plus nous contenter des actions d'efficacité énergétique classiques qui consistaient, par exemple, à remplacer une chaudière au fuel par une autre plus performante : nous devons aller vers des énergies décarbonées, qu'il s'agisse d'électricité décarbonée, de chaleur renouvelable ou de biomasse issue d'une gestion durable. Outre l'attention qu'il convient de prêter au coût de la transition énergétique et à la nécessité d'accorder la primauté aux solutions les moins coûteuses, Claude Mandil, dans son article, nous rappelle cependant que nous n'avons pas suffisamment exploré la solution de la capture et du stockage du carbone qui permettrait de relâcher (légèrement) la contrainte.

Cette transformation ne peut être spontanée en raison de l'inertie des consommations d'énergie : la modification des comportements et l'adaptation des bâtiments, usines ou infrastructures, en vue de moins consommer d'énergies fossiles, en ligne avec l'objectif de la neutralité carbone, nécessitent des politiques et des mesures ambitieuses, comme l'indique le rapport sur la Stratégie nationale bas carbone.

La Commission « Quinet 2 », réunie par France Stratégie et présidée par Alain Quinet, a publié, en février 2019, un rapport sur la « valeur de l'action pour le climat » – ou « valeur tutélaire du carbone » : il s'agit d'une référence que se donne la collectivité pour évaluer et sélectionner les actions utiles à la lutte contre le changement climatique, qui reflète, d'une part, le chemin à parcourir pour atteindre la neutralité carbone inscrite dans l'Accord de Paris de 2015 et le « Plan Climat » publié par le ministère de la Transition écologique et solidaire en juillet 2017 et, d'autre part, la valeur monétaire que la société française doit accorder aux actions sectorielles et aux investissements publics permettant de converger vers cet objectif, au moindre coût. La valeur tutélaire du carbone ainsi calculée s'élèverait à 250 €/tCO₂ en 2030 et devrait se situer dans une fourchette comprise entre 600 et 900 €/tCO₂ (valeur moyenne de 775 €) à l'horizon 2050.

La valeur de la « composante carbone » incluse dans la fiscalité des carburants est, en 2019, comme en 2018, de 44,60 €/tCO₂. La valeur tutélaire de 250 €/tCO₂ en 2030 ne signifie pas forcément qu'il faille instaurer une taxe carbone de 250 €/tonne à cet horizon, mais que toute action permettant de réduire les émissions et ayant un coût inférieur à 250 €/tCO₂ fait sens pour la collectivité et doit donc être entreprise. Cela peut être le cas, par exemple, d'investissements publics dans des transports collectifs ou d'actions de rénovation thermique des bâtiments.

Comme des centaines de milliards d'euros sont en jeu, la transformation de la société française doit être entreprise avec beaucoup de précaution et de finesse dans l'analyse, afin d'éviter de pénaliser la compétitivité économique et le pouvoir d'achat des ménages, ou de mettre en péril la sécurité d'approvisionnement en énergie qui est un bien essentiel à la

santé, au bien-être, à la culture, à la sécurité, etc., des Français. Ce numéro des *Annales des mines* vise à identifier les meilleures pistes actuelles, tant en matière de demande que d'offre d'énergie, et à mettre en évidence les écueils possibles.

La première partie de ce numéro traite de l'évolution des principaux facteurs de notre consommation énergétique (transport, chauffage, industrie...) au regard de cette transition vers un monde neutre en carbone : elle permet d'illustrer ce basculement des énergies fossiles vers des énergies décarbonées qui devrait constituer un marqueur du secteur énergétique des trente prochaines années. Compte tenu de l'électrification supplémentaire de certains de ces usages mais aussi des efforts renforcés d'efficacité énergétique, cette transition conduit naturellement à se poser la question du devenir de la consommation électrique en France. Les perspectives diffèrent selon les modélisateurs : certains mettent l'accent sur les économies potentielles d'énergie (à l'instar de celles déjà obtenues pour l'éclairage, en passant des lampes à incandescence aux LED), alors que d'autres soulignent l'importance que prendront les nouveaux usages : technologies nouvelles et services nouveaux de l'information et de la communication, mobilité électrique, etc.

Dans tous les cas, le système électrique sera profondément transformé : la limitation nécessaire de la pointe de la demande (notamment pour la recharge des véhicules électriques) nous obligera à transmettre au consommateur un signal prix suffisamment différencié suivant les heures de la journée pour qu'il ajuste de lui-même, ou grâce à des logiciels efficaces, sa consommation durant la journée. Plus fondamentalement, nous devons probablement abandonner l'idée d'un marché de gros de l'électricité suffisamment rémunérateur pour que les acteurs privés développent de nouvelles installations. Dans cette hypothèse, ce serait logiquement à la puissance publique de déterminer, en s'appuyant sur une vision globale du système énergétique, les installations de production d'électricité dont le pays aura besoin à l'avenir – et de mettre en place les dispositifs permettant d'assurer leur rentabilité (en cherchant à diminuer le risque financier pour en abaisser les coûts). La vision européenne des années 1990 d'une économie de marché régissant le système électrique pourrait donc s'effacer en partie devant le retour des États.

Les opportunités et les menaces se conjuguent pour l'industrie française, comme pour les autres pays industrialisés : des dynamiques vers l'électricité et son stockage ou vers l'usage de la biomasse, voire le développement de l'hydrogène, se manifestent partout dans le monde, mais l'Europe paraît à la traîne par rapport aux industries des États-Unis ou de la Chine. Les émissions de gaz à effet de serre « territoriales » par habitant en Europe sont sensiblement inférieures à la valeur de « l'empreinte carbone » qui intègre le contenu carbone des importations. Les transports et le chauffage, ainsi que la climatisation, devraient représenter les domaines prioritaires de l'action des pouvoirs publics, surtout dans les pays où la production d'électricité est d'ores et déjà quasi décarbonée, comme c'est le cas en France. Malheureusement, hormis le soutien apporté à la création d'une filière européenne des batteries, qui reste à confirmer, la réalité montre souvent un « saupoudrage » des mesures au détriment de leur efficacité.

La deuxième partie de ce numéro est consacrée à l'évolution du mix énergétique, à partir de l'offre, en s'attachant notamment au nécessaire déclin des énergies fossiles qui doivent autant que possible « rester sous terre », selon l'expression consacrée. Un monde neutre en carbone est un défi pour les grandes compagnies internationales du charbon, du pétrole ou du gaz, mais aussi pour certains pays plus attachés que d'autres à la production de ces énergies, comme la Russie, l'Allemagne ou la Pologne. Comment ne pas souligner le contraste qui existe entre les projections faites par les secteurs pétrolier et gazier qui envisagent une consommation mondiale d'hydrocarbures, en 2040, proche de celle d'aujourd'hui, et la volonté de ne pas dépasser une augmentation de la température de la planète de 2°C, voire de 1,5°C, qui implique au contraire une diminution notable de cette consommation ? Les « émissions négatives » pourront-elles un jour atténuer cet écart ? Peut-on reprocher aux compagnies pétrolières et à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) – dont le directeur exécutif, Dr. Fatih Birol, nous a fait l'honneur de préfacier le présent numéro – de chercher les moyens de répondre, à un horizon de 15-20 ans, à divers scénarios de demande d'énergie, afin d'éviter des crises d'approvisionnement ?

Ces compagnies établissent en effet certaines de leurs projections sur la base des engagements actuels – notablement insuffisants – des États, au risque d'aboutir à des *stranded assets* (coûts échoués) si la consommation d'hydrocarbures baissait comme le demandent la plupart des scientifiques : cette attitude peut être jugée comme « prudente » du point de vue d'entreprises visant à satisfaire leurs clients, mais « imprudente » en termes de climat. Dans un contexte mondial incertain, assisterons-nous en France à la baisse notable – et souhaitable – de la consommation de pétrole et de gaz, nécessaire à la réalisation de la neutralité carbone ? Le nucléaire, l'électricité d'origine renouvelable, le biogaz ou le CCUS (captage, stockage et utilisation du carbone) figurent parmi les solutions les plus souvent citées. Alliées à l'efficacité énergétique, à la gestion intelligente des réseaux et au stockage de l'électricité, elles permettraient d'envisager de façon positive l'avenir énergétique de la planète.

Enfin, dans une troisième partie, sont examinés les enjeux géopolitiques, les défis et les solutions développées hors de l'Europe, là où la demande d'énergie croît le plus vite. Les transformations en cours du mix énergétique modifient la donne géopolitique mondiale, mais ne rendent pas l'équation moins simple pour les futurs décideurs politiques, car la diversité des situations et des dépendances restera tout aussi forte. L'histoire moderne de l'énergie, depuis le début du XX^e siècle, a été riche en innovations et en crises, et il est probable que l'avenir ne sera pas en reste. Olivier Appert souligne ainsi que les conflits géopolitiques entre États liés à l'accès à l'énergie devraient perdurer, mais que le rôle croissant

des acteurs non étatiques et l'accès aux technologies indispensables pour permettre cette transition devraient introduire de nouvelles dimensions dans la géopolitique de l'énergie.

La lutte contre le changement climatique et la prise en compte des autres préoccupations environnementales (qualité de l'air, biodiversité...) constituent indéniablement une priorité mondiale, mais les autres piliers du « trilemme énergétique », que sont l'accès à l'énergie et la précarité énergétique, la compétitivité industrielle, la sécurité d'approvisionnement, l'impact sur le pouvoir d'achat des ménages et leur bien-être, en constituent d'autres à ne pas négliger. Joël Ruet évoque une lecture technologique et démographique de l'énergie en soulevant la question du rôle de la Chine et de l'Inde comme ateliers du monde d'une planète en lutte contre le changement climatique. Enfin, Tatiana Mitrova et Yuriy Melnikov nous interpellent sur le fait que la politique énergétique actuelle de la Russie se concentre d'abord et avant tout sur les questions technologiques, plutôt que sur la décarbonisation, et appelle à l'élaboration d'une vision stratégique de long terme.

Le choix éditorial qui a présidé à la mise au point de ce numéro, distingue donc trois parties :

- la consommation finale d'énergie qui va voir se développer de nouveaux usages et de nouveaux comportements, en France et dans le monde ;
- l'offre d'énergie qui illustre l'affrontement entre les « énergies du passé » et les énergies décarbonées du présent et du futur ;
- l'équilibre offre-demande sur le long terme ou la géopolitique de l'énergie sur le chemin vers la neutralité carbone.

Devant ce défi que représente la neutralité carbone, les coordonnateurs de ce numéro n'ont pas voulu privilégier une solution unique qui s'imposerait à tous. Ils ont préféré, dans toute la mesure du possible, présenter la diversité des points de vue. Ils remercient les nombreux auteurs pour la qualité de leur contribution et ils souhaitent avoir facilité la compréhension des débats en cours, souvent passionnés, ainsi que celle des défis à relever sur des questions essentielles, mais controversées.

Application à 2050 de la transition énergétique et de la neutralité carbone à la demande d'énergie, en France

Par Laurent MICHEL

Directeur général de l'Énergie et du Climat, ministère de la Transition écologique et solidaire (DGEC/MTES)

et Quentin DESLOT

Ingénieur des Ponts, des Eaux et des Forêts, DGEC/MTES

Dans son plan Climat de juillet 2017, la France s'est engagée à rehausser son ambition climatique en visant la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cet objectif suppose de repenser en profondeur le système énergétique du pays. Celui-ci devra être décarboné en éliminant quasi complètement l'ensemble des énergies fossiles. La biomasse, la chaleur renouvelable et l'électricité auront un rôle croissant à jouer dans le mix énergétique. Cette décarbonation du mix énergétique impose que la consommation d'énergie soit réduite par un facteur 2 environ. Cela passera nécessairement par des efforts systématiques d'efficacité énergétique ainsi que par des comportements individuels et une organisation collective plus sobres en énergie. Il faut également garder en tête que l'objectif de neutralité carbone à l'échelle nationale doit s'accompagner d'efforts sur l'ensemble de l'empreinte du pays afin de prendre les décisions les plus efficaces et un accompagnement spécifique des ménages et des entreprises les plus fragiles. Cette ambition de long terme est indissociable d'une action renforcée de court et moyen terme.

Qu'est-ce que la neutralité carbone ? Et comment l'atteindre en France à l'horizon 2050 ?

L'Accord de Paris appelle les différents États signataires à parvenir à un équilibre entre les émissions de gaz à effet de serre et celles absorbées par les puits au cours de la deuxième moitié du siècle. Il s'agit de la « neutralité carbone » : les émissions de gaz à effet de serre (toutes sources confondues : combustion des énergies fossiles, procédés industriels, procédés agricoles, traitement des déchets, changement d'utilisation des terres) doivent être complètement compensées par les absorptions de ces mêmes gaz par les « puits », notamment les sols et les forêts, ou grâce à certaines technologies comme la capture et le stockage du carbone (CSC).

Dans son plan Climat de juillet 2017, la France s'est engagée à parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050, allant plus loin que l'objectif précédent fixé dans la loi de Transition énergétique et de croissance verte

(LTECV) de 2015, à savoir diviser les émissions par un « facteur 4 ⁽¹⁾ » au même horizon. Il s'agit donc d'atteindre cet objectif d'équilibre entre émissions et absorptions à l'échelle française sans recourir à une compensation *via* des crédits internationaux. Cette approche, dite territoriale, porte sur les gaz à effet de serre émis et absorbés sur le territoire français, Métropole et Outre-mer. Elle ne comprend pas les émissions liées aux transports internationaux, maritimes et aériens (dits sources internationales). Elle ne prend pas non plus en compte le bilan des émissions liées aux importations et exportations de biens et services. Cette approche territoriale diffère de l'approche dite « empreinte carbone ». Ce renforcement de l'objectif a des conséquences importantes sur la vision du système énergétique de long terme.

Le scénario de référence de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la stratégie nationale bas

(1) Par rapport à 1990.

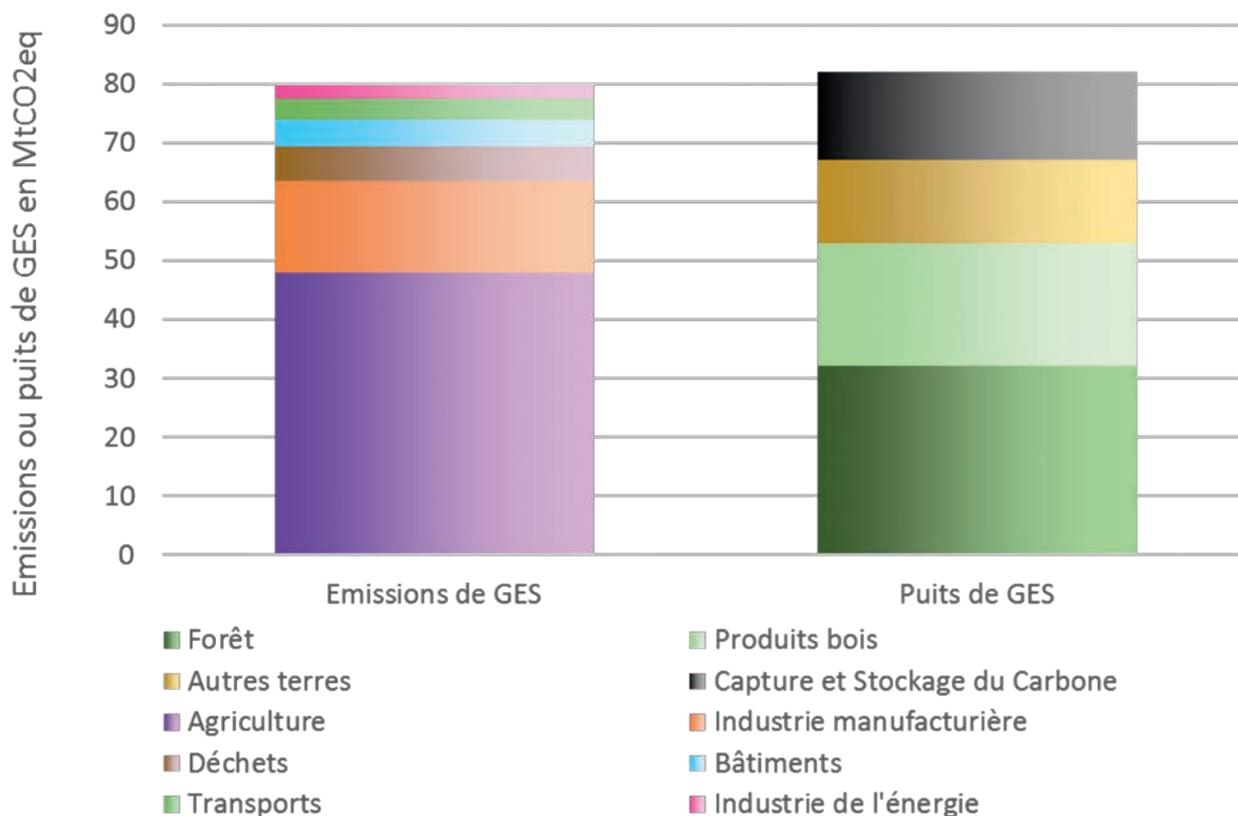


Figure 1 : Émissions et puits de gaz à effet de serre en 2050 dans le scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat (Source : MTEs).

carbone (SNBC) (appelé également scénario « Avec mesures supplémentaires », AMS) décrit une manière raisonnable d'atteindre cet objectif. Il ne recourt pas à des ruptures technologiques importantes, mais il suppose un développement mesuré de certaines technologies qui ne sont pas encore matures aujourd'hui, comme l'hydrogène ou les technologies de CSC. Il repose sur une sollicitation raisonnée des leviers de sobriété se traduisant par des besoins de la population en légère diminution dans l'ensemble des secteurs⁽²⁾, et ce, grâce à un changement important des modes de consommation sans perte de confort. L'efficacité énergétique est développée fortement en mettant à profit autant que possible les technologies connues aujourd'hui. Il en résulte une forte diminution de la consommation énergétique, tous secteurs confondus. La production d'énergie est, quant à elle, complètement décarbonée *via* le recours à l'électricité décarbonée, à la biomasse et à la chaleur renouvelable et issue de l'environnement. Au-delà de l'objectif de neutralité carbone, le scénario retient l'hypothèse d'une décarbonation de la moitié des sources internationales et adopte une philosophie de minimisation de l'empreinte carbone, sans pour autant se hasarder à quantifier précisément l'évolution de ce paramètre jusqu'en 2050.

L'ensemble du système énergétique français devra être efficace et décarboné

À l'horizon 2050, en prenant des hypothèses de croissance raisonnable et durable du stockage par les puits de

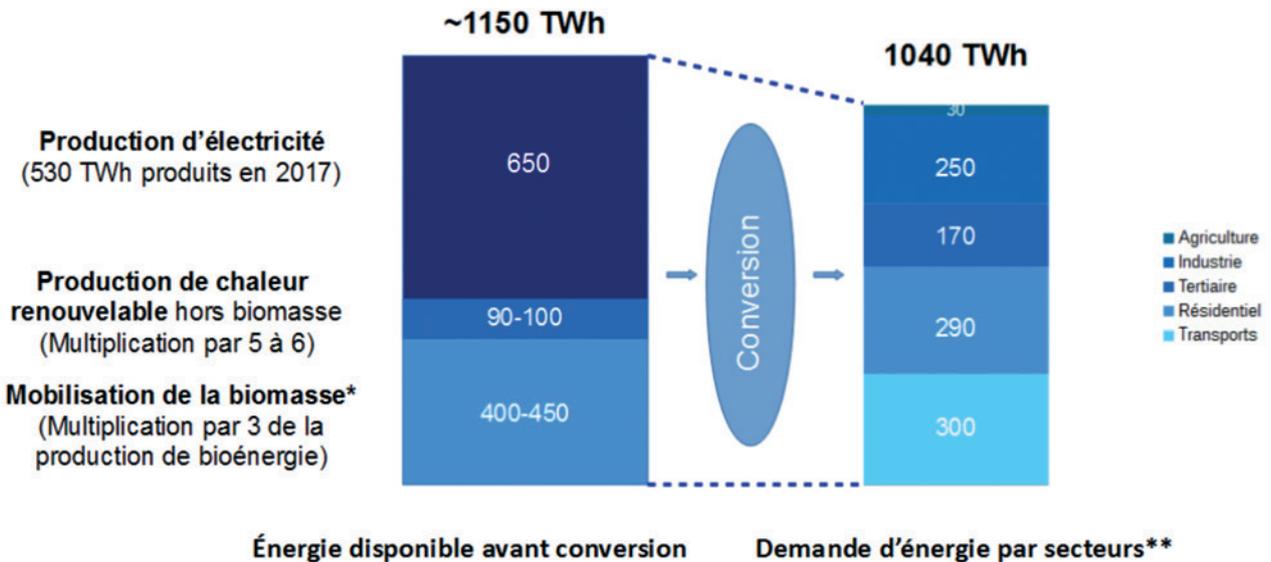
carbone, ceux-ci ne pourront globalement que compenser les émissions de gaz à effet de serre incompressibles. Il s'agit à cet horizon principalement des gaz à courte durée de vie liés aux usages non énergétiques (en particulier, ceux de l'agriculture, de certains procédés industriels ou du secteur des déchets). Certaines émissions énergétiques inévitables subsistent également (transport aérien, fuites de gaz, procédés de méthanisation ou de raffinage). Par conséquent, les émissions liées à la combustion des énergies fossiles doivent être quasi complètement éliminées, car celles-ci ne pourront pas être compensées par les puits de carbone.

Cela signifie que l'ensemble du système énergétique français devra être décarboné à l'horizon 2050⁽³⁾.

À cette fin, trois sources d'énergie décarbonées existent : l'électricité décarbonée, la biomasse et la chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur, solaire thermique et géothermie). Chacune d'entre elles possède cependant un potentiel de production limité. Ces potentiels sont basés sur des réalités physiques, sur des enjeux de disponibilité des gisements, d'acceptation sociale,

(3) Certains scénarios de transition atteignent la neutralité carbone en ne décarbonant pas totalement le mix énergétique en 2050. Ces scénarios reposent en général sur des hypothèses d'un développement plus important des puits de carbone comme les technologies de CSC ou comme le puits naturel du secteur des terres. Dans le premier cas, il s'agit d'une rupture technologique importante. Dans le second, se pose la question de la durabilité du puits au-delà de 2050. Quoi qu'il en soit, ces scénarios reposent eux aussi sur une décarbonation très profonde du système énergétique français avec un recours très limité aux énergies fossiles.

(2) Par comparaison à un scénario tendanciel.



*Cela correspond à environ 350-400TWh de ressources en biomasse utilisable en prenant en compte les rendements de conversion.
** Inclut les sources internationales mais pas les consommations non-énergétiques

Figure 2 : Potentiels identifiés de production d'énergie décarbonée et consommation d'énergie envisagée dans le scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat en 2050 (Source : MTEs).

d'efficacité économique, de sécurité d'approvisionnement et de diversification du mix électrique.

La consommation énergétique française devra être divisée par deux environ

À l'horizon 2050, les potentiels de production d'énergie décarbonée sont estimés à 400 à 450 TWh pour la biomasse, 100 TWh pour la chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur, géothermie, solaire thermique) et à au moins 650 TWh d'électricité décarbonée⁽⁴⁾.

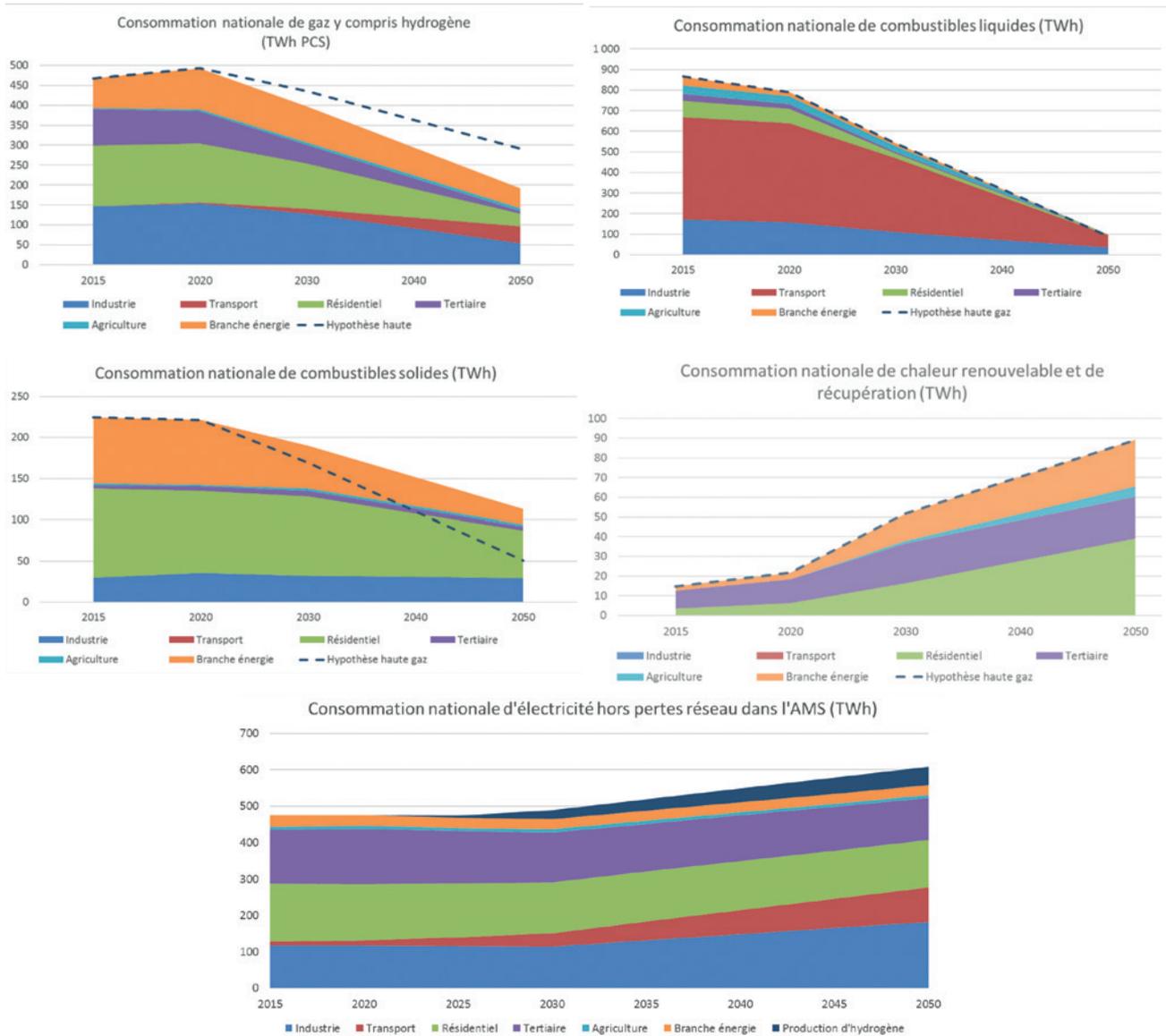
La question de la sollicitation des ressources en biomasse demeure centrale dans le scénario de référence. En effet, il s'agit d'atteindre une production de ressources en biomasse environ 2,5 fois plus importante qu'aujourd'hui. Cette mobilisation importante de ces ressources peut être réalisée de manière durable en améliorant la gestion forestière, la gestion des terres agricoles ainsi que la gestion des déchets. Du côté de la mobilisation des ressources forestières, les ressources en bois prélevées en forêt pour produire directement de l'énergie seraient, en 2050, sensiblement les mêmes qu'aujourd'hui. En revanche, le développement de la bioéconomie permettrait une valorisation énergétique plus importante de la biomasse *via* les co-produits et une meilleure gestion de la fin de vie des produits biosourcés. Du côté de la mobilisation agricole, la valorisation des résidus de culture et des effluents d'élevage deviendrait la norme. Les cultures énergétiques se développeraient, en particulier les cultures intermédiaires qui présentent l'avantage de ne pas concurrencer les cultures alimentaires.

(4) Pour donner un ordre d'idée, la consommation nationale d'énergie finale était en 2015 d'environ 1 800 TWh.

La production de chaleur renouvelable issue de l'environnement (pompes à chaleur, géothermie, solaire thermique) pourrait, quant à elle, être multipliée d'un ordre de grandeur correspondant à un facteur 5 ou 6 par rapport à aujourd'hui, et ce en accélérant le recours à ces technologies à chaque fois que cela demeure possible.

La production d'électricité devra, quant à elle, augmenter légèrement par rapport à aujourd'hui, ce qui apparaît possible au regard des différentes visions que l'on peut avoir du mix décarboné.

Dès lors que ces potentiels ont pu être identifiés, il apparaît clairement que la consommation d'énergie doit diminuer de manière drastique. La division par 2 de la consommation énergétique finale inscrite dans la loi de Transition énergétique pour la croissance verte donne un bon guide pour obtenir un système dont l'approvisionnement énergétique peut être complètement décarboné. Cela nécessite de recourir systématiquement aux technologies les plus efficaces énergétiquement parlant, et ce quelle que soit l'application qui en est faite : les bâtiments doivent être profondément rénovés, la mobilité électrique, qui est deux à trois fois plus efficace que la mobilité thermique, doit être privilégiée ; les procédés industriels doivent atteindre des gains de performance significatifs. La réduction de la consommation d'énergie passe aussi par la sobriété, c'est-à-dire une modification de l'organisation collective et des comportements individuels : l'économie circulaire permet de réduire nos besoins en ressources à travers la réutilisation, la réparabilité ou le recyclage des produits. De même, le covoiturage ou le recours aux modes de transports doux (le vélo, notamment) doivent être encouragés. Ou bien encore, la température de chauffage pourrait être abaissée dans certains bâtiments, notamment quand personne ne s'y trouve.



Figures 3 : Consommations nationales des principaux vecteurs énergétiques entre 2015 et 2050 (Source : MTEs).

La part des combustibles dans le mix énergétique devra diminuer au regard des contraintes pesant sur les ressources en combustible décarboné

Une forte tension apparaît sur les consommations en combustibles servant dans l'ensemble des secteurs de l'économie. Au vu du potentiel de mobilisation de la biomasse, ce ne serait plus que 30 % des usages qui pourraient être satisfaits par des combustibles décarbonés en 2050, contre près des deux tiers aujourd'hui.

Par ailleurs, le scénario de référence, pour des raisons d'efficacité énergétique, repose sur le principe d'un recours raisonnable à des technologies comme l'hydrogène, le *power-to-gas* ou, plus généralement, le *power-to-X*, des technologies qui permettent de produire des combustibles à partir de l'électricité. Cela ne doit pas pour autant nous empêcher d'explorer activement leur potentiel technique et économique, en particulier au travers du plan Hydrogène adopté en juin 2018

Cela signifie que l'ensemble des consommations de combustibles devront diminuer fortement. Dans le scénario principal, la consommation de combustibles solides (charbon et biomasse solide) passe de 225 TWh en 2015 à environ 110 TWh en 2050, la consommation de combustibles liquides (pétrole et biocarburants) de 865 TWh en 2015 à 100 TWh en 2050 (hors soutes internationales), la consommation de combustibles gazeux (gaz naturel, renouvelable et hydrogène) de 470 TWh en 2015 à 195 TWh en 2050 (hors soutes internationales)⁽⁵⁾.

(5) La répartition des ressources en biomasse sous forme de vecteurs (solide, liquide ou gazeux) demeure assez incertaine à l'horizon 2050. Le scénario principal présente une répartition raisonnable et pragmatique. D'autres seraient possibles. Parmi elles, une autre répartition laisserait plus de place au vecteur gaz via la conversion de certains usages à ce combustible. Cette seconde répartition appelée « variante hypothèse gaz haut » aboutit à une consommation de gaz d'environ 295 TWh à l'horizon 2050 (contre 195 TWh pour le scénario initial). Cette variante requiert néanmoins de mobiliser plus de ressources en biomasse ou d'avoir recours à du gaz naturel en 2050 qu'il faudrait à terme compenser en recourant à du CSC additionnel, par exemple.

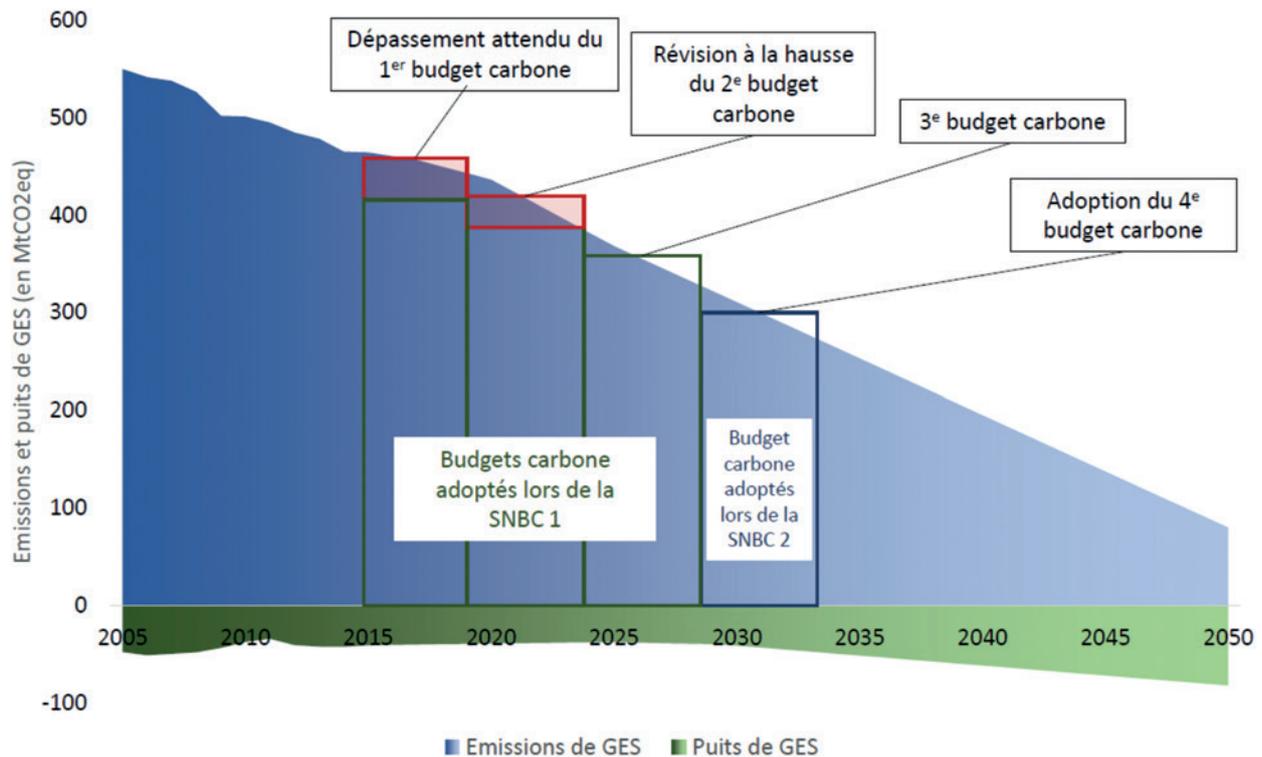


Figure 4 : Historique et trajectoire des émissions de gaz à effet de serre en France entre 2005 et 2050 (Source : MTES, Citepa).

Au fil du temps, la consommation énergétique finale verra disparaître le charbon, puis le pétrole (à l'exception des carburants aériens). Le gaz gardera une place dans le système énergétique sous la forme de gaz renouvelable ou d'hydrogène, tout comme la biomasse solide ou les biocarburants.

Par conséquent, les consommations d'énergie doivent se reporter vers d'autres sources d'énergie. La consommation en chaleur renouvelable et issue de l'environnement sera multipliée par un facteur 5 ou 6 entre 2015 et 2050. La consommation d'électricité, quant à elle, restera stable ou diminuera légèrement (hors production d'hydrogène) entre aujourd'hui et 2030. Puis, elle augmentera à partir de 2030 en raison de l'électrification nécessaire de différents secteurs, en particulier les transports et l'industrie, mais aussi pour répondre aux besoins énergétiques de la production d'hydrogène. En 2050, elle devrait se situer aux environs de 600 TWh.

Trois impératifs : accompagner les plus fragiles dans leur transition, garder en tête que la réduction de l'empreinte énergétique et climatique du pays est également un facteur clé de la transition énergétique et climatique, et, enfin, agir vite et efficacement sur le court et moyen terme

Au vu des modifications profondes du système énergétique qu'elle implique, la neutralité carbone est un défi qui s'annonce colossal. Relever ce défi est cependant

souhaitable pour chacun de nous, car la transition énergétique est un chantier ayant des retombées économiques concrètes en termes d'emploi et va permettre d'orienter à la baisse notre facture énergétique sur le long terme. Bien sûr, parvenir à ces retombées de long terme nécessitera de passer par une période de transition marquée par des investissements importants. L'accompagnement des ménages et des entreprises les plus fragiles sera un facteur clé pour que ceux-ci puissent eux aussi réussir leur transition en dépit de leur capacité d'investissement limitée. Sur les plans du logement et de la mobilité, il s'agit d'enjeux clés qui sont difficiles à négocier pour les ménages les plus modestes. Les dispositifs d'accompagnement actuels doivent encore être renforcés sur le papier, mais aussi et surtout dans leur réalisation concrète. Des stratégies d'ampleur doivent aussi être définies, d'une part, pour l'industrie lourde, qui est fortement émettrice de gaz à effet de serre de par la nature même de ses procédés, et, d'autre part, pour l'agriculture.

Ce défi a également des conséquences positives tangibles, par exemple en réduisant la pollution de l'air. Enfin, atteindre la neutralité carbone est surtout nécessaire pour concrétiser les objectifs climatiques que nous nous sommes fixés au niveau international.

Il faut néanmoins rappeler que l'objectif de neutralité ne concerne que les émissions produites sur le territoire national. Or, la lutte contre le changement climatique ne pourra pas se faire qu'à l'échelle de notre pays. Chaque émission compte, qu'elle ait lieu en France ou ailleurs. La question de l'empreinte énergétique et climatique est de ce point de vue une notion clé. Aujourd'hui, environ la

moitié de l'empreinte carbone d'un Français est constituée d'émissions importées d'autres pays⁽⁶⁾. Cette moitié extra-nationale des émissions actuelles imputées aux Français doit logiquement connaître une évolution similaire à la moitié nationale de nos émissions. L'empreinte carbone mérite ainsi d'être également un indicateur de suivi central de la stratégie française pour l'énergie et le climat.

Enfin, si la neutralité carbone peut être un guide et un outil d'orientation pour le long terme, il nous faut aussi agir vite

(6) Ministère de la Transition écologique et solidaire, Commissariat général au Développement durable (2019), « Chiffres clés du climat, édition 2019 », p. 38, https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2018-12/datalab-46-chiffres-cles-du-climat-edition-2019-novembre2018_1.pdf

et efficacement sur le court et moyen terme. D'abord, les gaz à effet de serre émis s'accumulant dans l'atmosphère, la somme des émissions (« budget carbone ») « autorisées » est limitée, les récents rapports du GIEC montrent la nécessité d'une réduction rapide et pas seulement de la neutralité carbone après 2050. Ensuite, bon nombre d'efforts seront plus simples à réaliser s'ils sont conduits sur une base régulière, comme la rénovation des bâtiments.

L'action à court et moyen terme (2020 et 2030) est finalement un marqueur clé de la crédibilité de l'ambition politique, notamment par rapport à l'objectif de long terme. L'Union européenne s'y attache à travers son cadre Énergie-climat 2030. La loi de 2015, le plan Climat et les projets de PPE et SNBC tracent le cadre pour l'action nationale, mais les difficultés que nous avons rencontrées pour tenir nos budgets d'émissions de GES au cours des dernières années soulignent l'urgence de l'action.

Quelle évolution de la consommation d'électricité en France ?

Par Thomas VEYRENC ⁽¹⁾

RTE, Directeur de la stratégie et de la prospective

Le domaine de la prévision et de la prospective traitant de l'évolution de la consommation d'électricité fait l'objet, en France, de controverses récurrentes. Celles-ci sont propres à la spécificité du parc électrique français, qui produit une électricité très largement décarbonée (et qui le sera plus encore avec la fermeture des dernières centrales au charbon annoncée pour 2022), d'origine essentiellement nucléaire.

Cette caractéristique fait de l'électricité un vecteur évident pour atteindre nos objectifs climatiques : les programmes d'électrification de nouveaux secteurs ou usages (mobilité, industrie) trouvent ainsi une base théorique évidente. Pour autant, mener à bien une transition énergétique implique également un effort général sur nos consommations énergétiques, et doit donc conduire à rechercher les gisements d'économies d'énergie y compris sur l'électricité.

L'ordre de priorité entre ces deux orientations, la pondération entre effets haussiers et baissiers qu'elles impliquent aux différentes échelles de temps, les conséquences sur l'évolution du parc de production électrique – notamment la place du nucléaire – et la structuration du secteur énergétique dans son ensemble, suscitent de vifs débats. Les travaux engagés depuis 2017 par RTE pour revoir de fond en comble les scénarios d'évolution du secteur de l'électricité pour la France témoignent dans une large mesure de ces débats.

La transition énergétique exige une baisse de la consommation d'énergie

Les objectifs tracés, en 2015, dans le cadre de la loi de Transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) visent à contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique tout en renforçant l'indépendance énergétique et la compétitivité de la France. Ces objectifs sont portés par deux outils de planification, dont les projets ont été dévoilés en 2018 : la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) qui planifie la trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui définit la politique énergétique à un horizon de dix ans, en cohérence avec la SNBC.

L'un des leviers de la transition énergétique porte sur la réduction de la consommation énergétique finale, avec pour objectif, dans la LTECV, une division par deux de celle-ci en 2050 par rapport à la référence 2012.

Depuis plusieurs années, la consommation finale d'énergie en France s'est de fait infléchie et s'oriente désormais à la

baisse (voir la Figure 1 ci-dessous), sous l'effet notamment des politiques d'amélioration de l'efficacité énergétique.

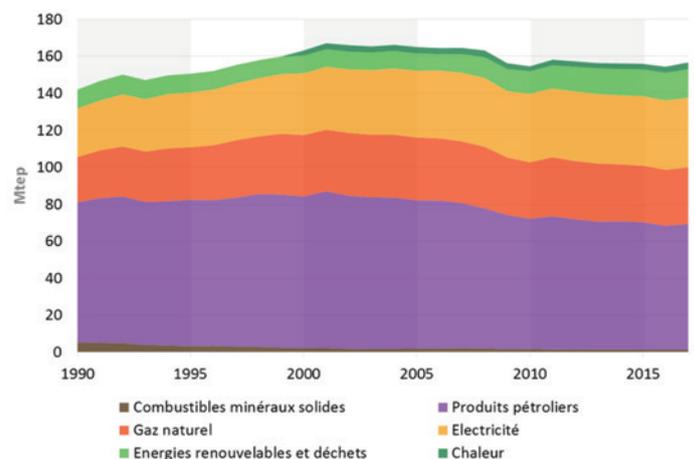


Figure 1 : Consommation finale d'énergie – France métropolitaine (Source : Bilan de l'énergie (SDES)).

L'électricité constitue l'un des vecteurs énergétiques concernés, même si elle n'est pas soumise à un objectif propre en matière d'évolution de sa consommation. Au cours des décennies passées, sa part dans la consommation d'énergie finale n'a cessé de croître : elle couvre aujourd'hui un quart environ des besoins énergétiques, contre environ 18 % au début des années 1990.

(1) L'auteur souhaite remercier Pascal Gibielle et Olivier Houvenagel pour les éléments fournis en préalable à l'écriture de cet article.

La consommation d'électricité : une croissance ralentie et même une stagnation depuis une dizaine d'années

Malgré un poids relatif dans la demande énergétique finale qui s'est accru, la consommation française d'électricité ⁽²⁾ est entrée dans une phase de relative stabilité depuis le tournant des années 2010. Cette tendance s'inscrit dans la continuité du ralentissement progressif de la croissance de la demande observé depuis plusieurs décennies : le taux de croissance annuel moyen par décennie, de 7 à 8 % dans les années 1950 et 1960 (ce qui se traduisait par un doublement de la consommation tous les dix ans), s'est progressivement réduit pour s'établir à un niveau nul depuis 2010 (voir la Figure 2 ci-dessous). L'année 2018 a d'ailleurs vu une légère baisse de la demande d'électricité (- 0,3 % par rapport à 2017, en données corrigées).

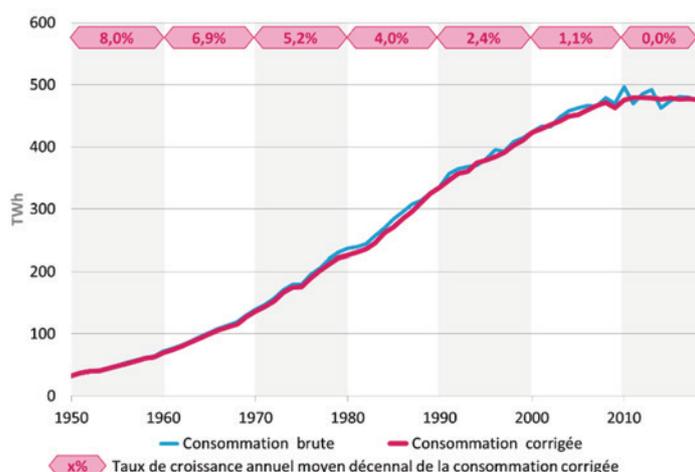


Figure 2 : Consommation électrique en France continentale – Hors activité d'enrichissement d'uranium (Source : Bilan prévisionnel 2017, RTE).

Ce ralentissement structurel de la consommation d'électricité en France, également constaté dans la plupart des pays européens, s'explique essentiellement par :

- une diffusion et un renforcement des actions d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et une amélioration des performances des équipements permettant de satisfaire le même besoin tout en générant une baisse de la consommation ;
- un ralentissement tendanciel de la croissance économique et de la croissance démographique depuis plusieurs décennies ;
- l'évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant quatre à cinq fois moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel à niveau de production équivalent.

(2) La consommation électrique considérée ici concerne la France continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution, mais en excluant les consommations de paysage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production. La consommation pouvant fluctuer fortement en fonction des conditions climatiques hivernales et – dans une moindre mesure – estivales, une correction climatique est appliquée pour estimer quelle aurait été la consommation à conditions climatiques de référence.

L'inflexion de la consommation d'électricité met un terme à une période de croissance soutenue des besoins de pointe

Jusqu'au tournant des années 2010, ces effets baissiers étaient contrebalancés par des facteurs tirant la demande à la hausse, tels que la croissance démographique, l'évolution des modes de vie et des technologies (usages de loisir, informatisation, nouveaux usages...), et l'électrification des certains usages.

Ainsi, durant la décennie 2000-2010, la demande électrique a crû à un rythme moyen de + 1,1 % par an, avec notamment un fort dynamisme du chauffage électrique avec une part de marché dans les logements neufs dépassant les 70 % au cœur de la décennie, sous l'effet de flux de substitution de chaudières à combustibles par des solutions électriques.

C'est durant cette période que s'est renforcée la vigilance sur l'évolution des appels de puissance. En effet, le chauffage électrique, présent chez près de 40 % des ménages français, est très dépendant des conditions météorologiques. Lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffe peuvent être beaucoup plus importants et contribuer, de fait, à une augmentation significative de la puissance appelée.

Le système électrique français est ainsi particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid, au cours desquelles la consommation peut sensiblement varier. Le pic historique de consommation a été enregistré le 8 février 2012, lors de la pointe du soir (102,1 GW). Lors de cette journée, le creux de nuit a atteint le même niveau que la consommation observée le matin de la semaine précédente, et était bien supérieur à la pointe du soir de la semaine encore antérieure (voir la Figure 3 ci-dessous).

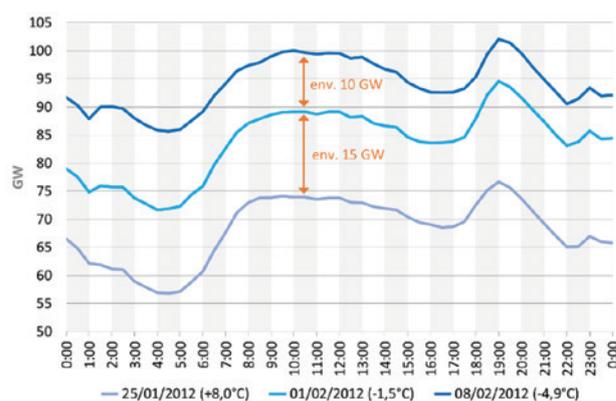


Figure 3 : Courbes de charges journalières autour de la vague de froid de février 2012 (Source : Bilan prévisionnel 2017, RTE).

Durant les années 2000, le dynamisme du chauffage électrique a ainsi contribué à une croissance des pics de puissance deux fois plus rapide que celle de la demande en énergie, amenant RTE à formuler des appels à vigilance dans ses analyses de risque sur l'équilibre offre-demande.

Cette croissance, tant en énergie qu'en puissance, s'est infléchi au début des années 2010. Depuis lors, la

demande électrique est relativement stable, sous l'effet, notamment, d'une amélioration de l'efficacité énergétique, catalysée par des réglementations, comme :

- la réglementation thermique 2012 (RT2012), qui se traduit par une performance thermique des constructions neuves fortement améliorée et a conduit la part de marché du chauffage électrique dans la construction neuve à se contracter fortement (les exigences de la RT2012, exprimées en énergie primaire, sont plus contraignantes pour le chauffage électrique que pour les autres énergies). Pour satisfaire les exigences de la réglementation, les pompes à chaleur sont désormais privilégiées lorsque la solution électrique est choisie dans le neuf, car leur rendement est bien supérieur à celui d'un chauffage à effet Joule ;
- les règlements d'application de la directive européenne sur l'écoconception, laquelle impose des normes de plus en plus contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme de produits et prévoit l'exclusion du marché des produits non conformes à ses prescriptions minimales.

Une focalisation excessive sur la pointe électrique est néanmoins susceptible de s'inscrire à rebours de la poli-

tique climatique et de l'exigence d'une diminution rapide de nos émissions de gaz à effet de serre si elle conduit à défavoriser les solutions décarbonées. La prochaine réglementation environnementale, annoncée pour 2020, devrait marquer des inflexions afin de mieux prendre en compte le bilan carbone des différentes solutions.

La consommation d'électricité pourrait baisser ou se stabiliser à moyen terme

Dans le cadre de ses missions et conformément au Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en apportant un éclairage sur l'évolution du paysage du système électrique à long terme.

Pour cela, RTE élabore, au travers d'une large concertation avec les parties prenantes, des trajectoires contrastées de la consommation d'électricité en France, selon une méthode analytique détaillée par empilement (voir l'Encadré 1 ci-dessous). Seul ce volet des analyses – qui portent par ailleurs très largement sur le mix de production en France et en Europe – est développé dans la suite de cet article.

Une approche analytique par empilement pour une projection des évolutions possibles de la consommation électrique

La démarche retenue par RTE pour établir les prévisions de consommation en énergie annuelle est une approche analytique par empilement (ou *bottom-up*). Elle consiste à découper la consommation d'électricité en secteurs d'activité. Chaque secteur est décomposé en branches ou usages. La consommation d'énergie de ces branches ou usages est estimée par le produit de variables « extensives » (quantités produites, surfaces chauffées, taux d'équipement par logement, etc.) et « intensives » (consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.). Les consommations ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour chaque secteur.

Les hypothèses d'évolution de ces variables sont basées sur une veille technologique et réglementaire approfondie, des études externes ou commanditées par RTE. Elles sont présentées aux parties prenantes du débat et font l'objet d'une consultation publique.

La diffusion du progrès technique est simulée dans les prévisions au travers de modèles de parc, qui permettent une représentation réaliste et crédible de la dynamique de pénétration des matériels performants (voir la Figure 4 ci-dessous).

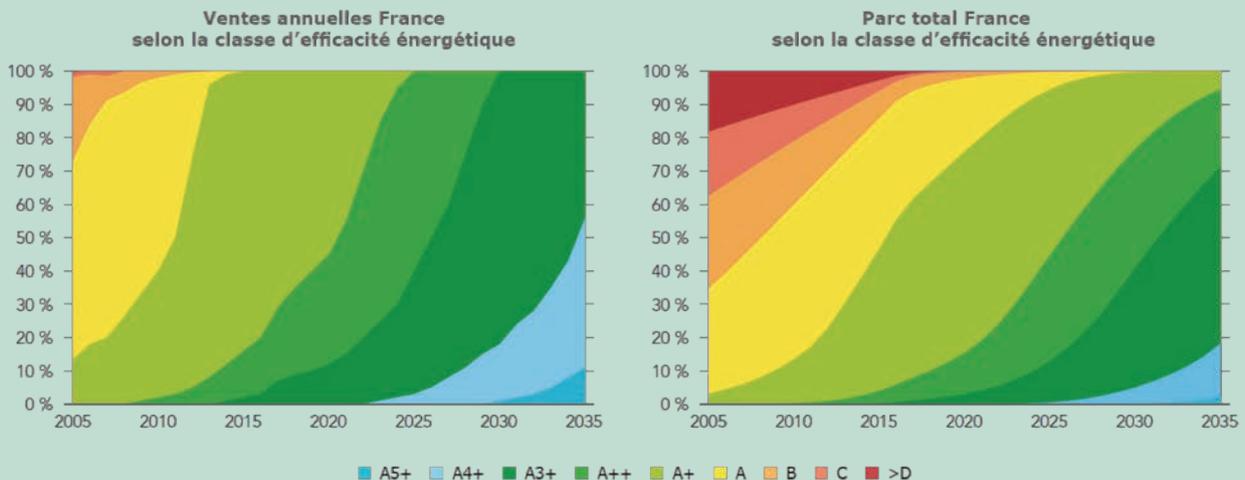


Figure 4 : Modèle de diffusion du progrès technique Exemple des réfrigérateurs (Source : Bilan prévisionnel 2017, RTE).

Les facteurs prépondérants de l'évolution de la consommation d'électricité diffèrent selon l'horizon temporel que l'on considère :

- à court terme, la conjoncture économique constitue le principal facteur d'évolution de la consommation ;
- à un horizon de dix ans, les déterminants structurels (croissance économique, efficacité énergétique, dynamique de développement de l'électromobilité, transferts d'usage) deviennent prégnants ;
- à long terme, le spectre d'incertitude s'élargit : les évolutions sociologiques, les choix politiques, notamment en matière environnementale, deviennent des facteurs clés pour l'évolution de la consommation.

Le Bilan prévisionnel à horizon 2035 met en avant le fait qu'au-delà de l'évolution mécanique de la consommation directement attribuable à la croissance démographique ou économique, la transition énergétique devrait conduire dans le futur à deux types d'effets sur la consommation d'électricité :

- elle va accélérer la diffusion de l'efficacité énergétique et entraîner une diminution de la consommation électrique à usages inchangés ;
- elle impliquera des transferts d'usage vers l'électricité et conduira ainsi à des effets haussiers.

Les analyses suggèrent que les effets baissiers engendrés par l'efficacité énergétique – *via* des réglementations et l'amélioration continue de la performance des équipements – pourraient égaler ou dépasser, à moyen terme, les effets haussiers associés aux transferts d'usage. Cette conclusion concerne davantage les secteurs résidentiel et tertiaire, qui concentrent l'essentiel des gisements d'économie d'énergie.

Les trajectoires de consommation projetées à l'horizon 2035 sont ainsi globalement stables ou orientées à la baisse sur 10 ans, avec une inflexion haussière en fin d'horizon due pour l'essentiel au fort développement de l'électromobilité (voir la Figure 5 ci-dessous). Élaborées en 2017 – dans le contexte des politiques énergétiques en vigueur à ce moment –, elles font actuellement l'objet d'une révision dans le cadre des prochains exercices de prévision.

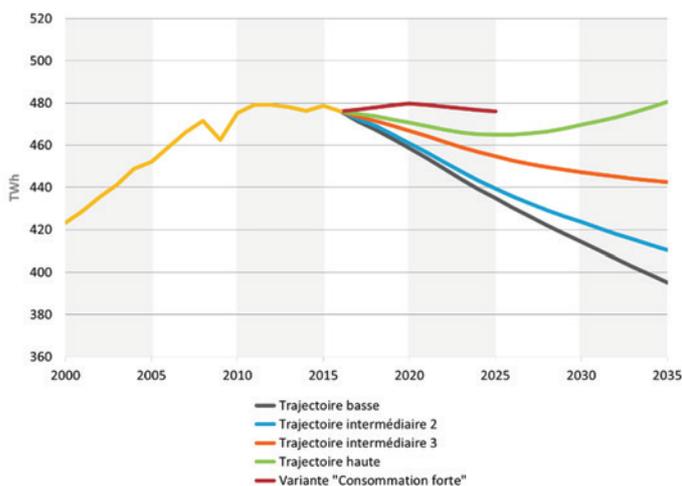


Figure 5 : Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium).

À l'horizon 2050, l'électrification massive de l'économie exigée par la transition énergétique pourrait se traduire par une hausse de la consommation d'électricité

À un horizon de plus long terme, les exigences de la transition énergétique et l'ambition de la France d'une atteinte de la neutralité carbone à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), nécessitent une mutation du paysage énergétique. Dans ce contexte, avec un mix de production qui devrait être totalement décarboné, l'électricité apparaît comme un vecteur énergétique dont le développement est indispensable à l'atteinte des objectifs.

Ainsi, la trajectoire de demande énergétique qui soutient la SNBC intègre des transferts massifs vers l'électricité dans les secteurs du transport (voir l'Encadré 2 ci-après) et de l'industrie, mais également pour le chauffage des bâtiments. En outre, l'électricité peut également être mise à contribution pour décarboner d'autres vecteurs énergétiques, comme l'hydrogène : la SNBC prévoit ainsi le développement de l'électrolyse afin que « l'hydrogène vert » se substitue progressivement, notamment dans ses usages industriels actuels, à l'hydrogène produit par vaporéformage à base d'hydrocarbures.

Une étude approfondie de RTE sur les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique



Publié en mai 2019, ce prolongement du Bilan prévisionnel est destiné à éclairer le débat public sur les interactions entre les feuilles de route « énergie » et « mobilité » de la France. Établie en concertation avec l'ensemble des acteurs du secteur (parties prenantes du système électrique, du secteur de la mobilité et des ONG), l'étude évalue les comportements, la contribution au mix énergétique ainsi que l'impact économique et écologique de la mobilité électrique.

Les principaux résultats de l'analyse soulignent que :

- le système électrique peut absorber le développement massif du véhicule électrique, et ce d'autant plus facilement que le pilotage sera développé ;
- le développement du véhicule électrique présente des atouts écologiques et économiques majeurs, quelles que soient les hypothèses envisagées.

La consommation d'électricité pourrait ainsi repartir à la hausse à compter de 2030 et croître, dans la trajectoire SNBC, d'une centaine de térawattheures d'ici à 2050.

Dans la continuité de sa démarche d'alimentation du débat public sur l'énergie, le prochain Bilan prévisionnel à long terme de RTE intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios des évolutions possibles du mix électrique français à cet horizon.

À cette fin, RTE a installé un groupe de travail sur l'élaboration des trajectoires de consommation d'électricité à long

terme, pour partager en détail avec les parties prenantes la méthodologie ainsi que les hypothèses granulaires sur la totalité des usages, et affiner ainsi les prochains travaux de prévision et de prospective sur la demande. Ce travail sur les trajectoires possibles de consommation et leurs déterminants économiques et sociétaux constitue une brique importante pour la consolidation d'une vision partagée sur les moyens de transformer notre système énergétique.

Évolutions possibles des usages de l'électricité dans une perspective de neutralité carbone en France et de respect de l'Accord de Paris au niveau mondial

Par Jean-Michel CAYLA

Analyste à la direction de la Stratégie d'EDF

et Donia PEERHOSSANI

Analyste à la direction de la Stratégie d'EDF

Suite à l'Accord de Paris, la France s'est donnée pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Utilisée de façon optimale, la stratégie d'électrification des usages énergétiques du bâtiment, des transports et de l'industrie permet d'atteindre la neutralité carbone de façon rapide, certaine et à moindre coût à l'horizon 2050, tout en ne s'accompagnant que d'une augmentation modérée de la consommation d'électricité. En effet, cette stratégie repose sur une électricité d'ores et déjà décarbonée et sur des technologies existantes et compétitives qui permettent de réduire la facture des ménages. Elle est robuste aux incertitudes et permet d'obtenir des premiers résultats importants dès 2030.

Introduction

La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est un enjeu majeur pour l'humanité et la France, laquelle s'est engagée à y répondre en ratifiant l'Accord de Paris avec pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Le scénario de référence de la Stratégie nationale bas carbone évalue à 82 MtCO₂éq le volume des émissions capturable par les puits de GES à l'horizon 2050 pour la France. Les émissions de GES de l'agriculture et des déchets seront compensées de manière incompressible à hauteur de 60 % par ces puits, laissant ainsi subsister seulement une trentaine de millions de tonnes de CO₂ résiduelles. Cet objectif implique donc une réduction drastique de 90 % des émissions de CO₂ liées à la consommation et à la production d'énergie d'ici à 2050.

Aujourd'hui, les usages les plus émetteurs de CO₂ sont ceux recourant aux énergies fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) ; les voitures particulières et le chauffage des bâtiments représentent à eux seuls plus de 50 % des émissions de CO₂ de la France. Les procédés de combustion dans l'industrie manufacturière se place en troisième position des usages les plus émetteurs, notamment dans les branches d'activité relatives à la chimie, à la sidérur-

gie, à l'agroalimentaire et à la production de minéraux non métalliques. Enfin, les émissions directes de CO₂ liées à la production d'énergie (production d'électricité et de chaleur) sont de l'ordre de 8 % des émissions totales de CO₂ en France.

Ainsi, pour parvenir à atteindre cet ambitieux objectif de neutralité carbone dans le délai imparti, la solution se situe principalement dans la décarbonation des usages directs. Pour cela, il est important de s'engager dans une stratégie de décarbonation de la demande finale qui ne suscite aucun regret. La stratégie de l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 décrite ici s'appuie sur le cahier d'acteur transmis par EDF lors des débats publics concernant la PPE (EDF, 2018). Pour être efficace celle-ci se doit de passer en revue l'intégralité non seulement des leviers de réduction de CO₂ déjà disponibles aujourd'hui (isolation des bâtiments, mobilité électrique, pompes à chaleur, réseaux de chaleur, bioénergies), mais aussi de ceux qui pourront être développés dans les années à venir (poids lourds électriques, mobilité hydrogène, production de gaz décarboné, capture et séquestration du CO₂). Les leviers actuellement disponibles permettent d'infléchir dès aujourd'hui les émissions et d'atteindre d'importantes réductions dès 2030. Les leviers plus prospectifs seront mobilisés ulté-

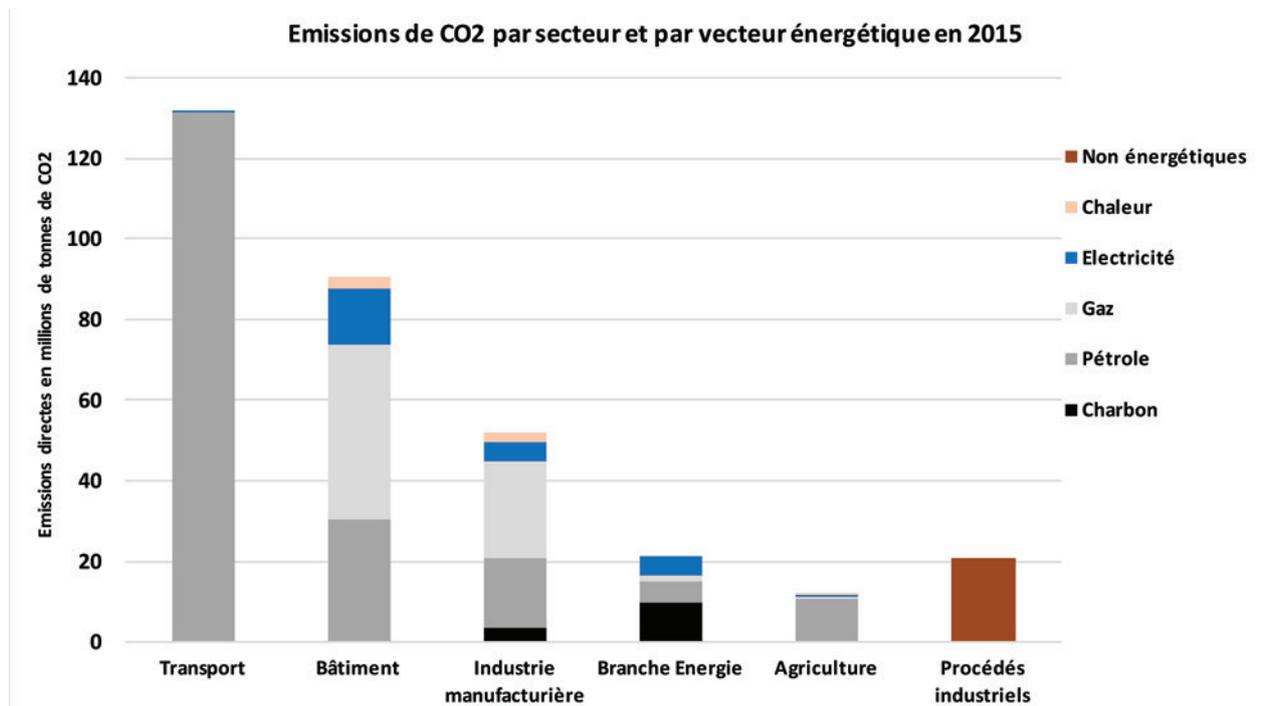


Figure 1 : Émissions de CO₂ en France par secteur et par vecteur énergétique en 2015 : un total de 337 MtCO₂, contre 395 MtCO₂ en 1990 (Source : EDF, d'après CITEPA).

riurement, en gardant l'éventail des technologies le plus large possible, pour pouvoir passer à la neutralité entre 2030 et 2050. Le choix du déploiement des différents leviers tout au long des trente prochaines années pour finalement atteindre la neutralité carbone en 2050 doit être fait en s'assurant qu'ils permettent une atteinte de l'objectif qui soit rapide et robuste, et doit s'opérer au moindre coût pour la collectivité.

La stratégie la plus efficace pour atteindre la neutralité carbone repose sur une électrification directe des usages s'appuyant sur un mix électrique déjà largement décarboné

La France possède aujourd'hui un des mix électriques les plus décarbonés au monde, avec un contenu autour de 40gCO₂/kWh (RTE, 2018). En France, l'électricité ne représente que 7 % des émissions de CO₂, alors qu'elle assure 25 % des besoins énergétiques. Dans les prochaines années, avec la fermeture des centrales les plus émettrices et le développement des énergies renouvelables, le mix électrique français va encore continuer à réduire ses émissions de CO₂ et pourrait même atteindre la neutralité carbone en 2035 en couplant énergies renouvelables, production nucléaire et moyens de stockage. Couplé à une démarche d'efficacité énergétique, ce mix électrique décarboné et diversifié peut fournir à la France une énergie décarbonée en quantité suffisante et de façon durable. L'électricité permet dès aujourd'hui et pour les prochaines décennies d'avoir accès à une source d'énergie décarbonée peu contrainte en volume.

Pour se positionner sur la voie de la neutralité carbone, la substitution des usages fossiles par l'électricité permet à

la fois un accès en quantité à une source d'énergie décarbonée et de réduire la consommation finale grâce à des technologies électriques, dont les rendements sont très supérieurs à ceux des technologies fossiles. Un certain nombre d'études de référence relatives à la décarbonation du système énergétique s'appuient sur les trois piliers que sont l'efficacité énergétique, la décarbonation du système électrique et l'électrification des usages (SDSN-IDDR, 2015 ; AIE, 2018 ; EURELECTRIC, 2018 ; European Commission, 2018). Cette stratégie est également très largement reprise par le MTES dans son projet de Stratégie nationale bas carbone (2018). Dans la mesure où, en France, l'électricité est d'ores et déjà décarbonée, le recours à l'électrification directe des usages permet de produire immédiatement des résultats d'une ampleur significative.

Dans le secteur du bâtiment, le chauffage et l'eau chaude sanitaire représentent 78 % des consommations d'énergie et 90 % des émissions de CO₂. La première priorité est donc de rénover thermiquement l'enveloppe du parc de bâtiments existant pour les amener à un niveau de performance proche de celui des bâtiments neufs actuels, ce qui doit permettre de réduire d'environ 50 % les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ (The Shift Project, 2013). Réduire les émissions résiduelles nécessite ensuite de recourir à des vecteurs décarbonés en changeant de systèmes de chauffage. La stratégie optimale consiste ici à recourir 1) aux réseaux de chaleur urbains dans les bâtiments où cela est possible à des conditions économiquement acceptables, 2) au bois en usage direct (chaudières ou poêles), mais sous la contrainte que représente le volume des ressources disponibles, et 3) aux pompes à chaleur, une technologie d'ores et déjà compétitive (CGDD, 2016) venant en substitution aux

chaudières fioul et gaz. La construction neuve ne doit plus recourir, dès aujourd'hui, qu'à des vecteurs bas carbone de façon à ne pas être source de regrets, ces bâtiments étant construits pour un temps très long.

Dans le secteur des transports de personnes, l'objectif est également de diminuer le besoin correspondant et donc les consommations d'énergie en favorisant les télé-services, les modes de déplacement doux (marche, vélo) et les transports en commun là où cela est possible (The Shift Project, 2017). Cependant, une très grande part de la mobilité, entre 60 % et 75 %, restera liée au véhicule particulier (MTES, 2018 ; IDDRI, 2017). Il convient donc de favoriser le covoiturage non seulement à longue distance, mais aussi à courte distance, notamment en zone dense. Le développement de motorisations thermiques efficaces, des véhicules électriques ainsi que le recours aux biocarburants, notamment pour l'aviation, permettront de réduire les émissions restantes. Le véhicule électrique est déjà une technologie compétitive (McKinsey, 2019 ; IFPEN, 2018) et sa diffusion massive constitue le principal levier de baisse des émissions de CO₂, tout en permettant une diminution de la facture des ménages (IDDRI/CIREN/EDF, 2017).

Dans le secteur du transport de marchandises, malgré une tertiarisation de l'économie et un développement de l'économie circulaire, la croissance économique continuera à tirer la demande de transport de marchandises vers le haut. Cette demande de transport continuera d'être attachée au mode routier pour une très large part, environ 85 %, comme le constate la SNBC (MTES, 2018). Le développement du fret rail ainsi que l'amélioration des taux de chargement des véhicules doivent être privilégiés, même s'ils

représentent un potentiel réellement accessible relativement modeste. Le développement des véhicules utilitaires légers électriques ainsi que des poids-lourds électriques offre, à l'instar du transport de personnes, le potentiel de baisse des émissions de CO₂ le plus important. Le développement complémentaire des poids-lourds recourant à un hydrogène électrolytique bas carbone sur le segment des transports internationaux à longue distance ainsi que le développement des biocarburants, voire du bioGNV, permettront de réduire les émissions restantes. La pertinence du poids-lourd électrique était jusqu'il y a peu considérée comme assez faible, mais la révolution que constitue la baisse du coût des batteries et l'augmentation de leur densité massique, fait désormais ressortir cette solution comme crédible. Mieux, elle est aujourd'hui considérée comme l'alternative la plus compétitive à un horizon de court-moyen terme par de nombreuses études (ECF, 2018 ; McKinsey, 2019 ; ICCT, 2018) ; d'ailleurs, nombreux sont les constructeurs à annoncer la sortie prochaine de déclinaisons électriques de leurs modèles.

Dans le secteur de l'industrie, la décorrélation entre la production physique et la valeur ajoutée, ainsi que le développement de l'économie circulaire, tel que proposés par la SNBC (MTES, 2018), vont permettre de réduire les besoins de production. Une mobilisation réaliste ⁽¹⁾ des

(1) Une fois écartées les actions considérées comme déjà réalisées ou impossibles à mettre en œuvre par les industriels, et en ne mobilisant qu'une partie des actions reposant sur des ruptures technologiques ou à fort TRI, conformément au scénario ADEME (2013, 2017).

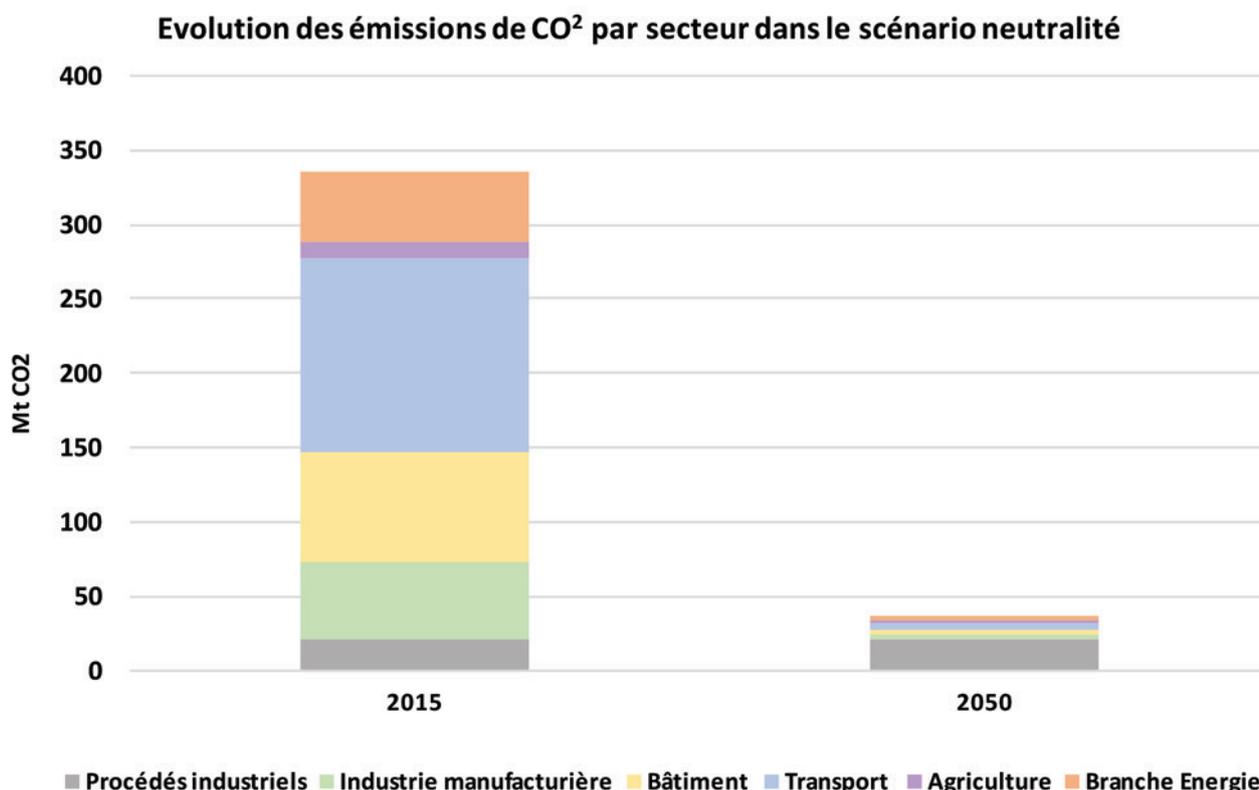


Figure 2 : Évolutions des émissions de CO₂ par secteur en France entre 2015 et 2050 (Source : EDF).

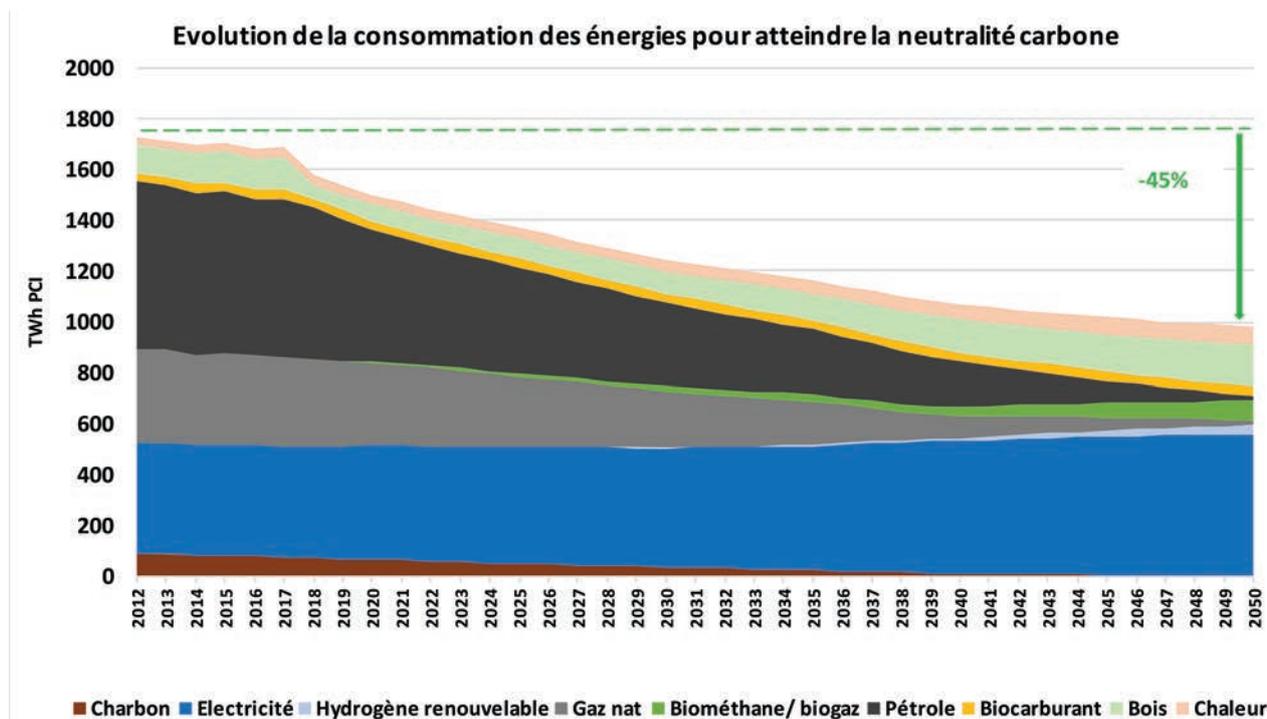


Figure 3 : Évolution de la consommation d'énergie pour chacune des sources d'énergie pour pouvoir atteindre la neutralité carbone en 2050 (Source : EDF).

gisements d'économie d'énergie mis en évidence par le CEREN (2012, 2013, 2014) permet de réduire les consommations d'environ 20 %. Par ailleurs, les pompes à chaleur à haute température représentent une solution déjà efficace en termes de coût pour décarboner (Carbone 4, 2018). Mais son potentiel de déploiement reste limité, car elle ne permet pas de répondre aux besoins de chaleur à très haute température de l'industrie. Une étude du CEREN (2019) relative aux gisements que représentent certaines techniques électriques, a permis de montrer qu'il est possible de passer d'une part de consommation d'électricité de 34 % actuellement à 48 %. Cette valeur semble en ligne avec la fourchette d'estimation issue de divers scénarios de décarbonation : 38 % pour l'AIE (2018), entre 38 et 50 % pour EURELECTRIC (2018). Ainsi, un besoin résiduel de gaz dans l'industrie, compris entre 70 à 80 TWh, semble réaliste et cohérent avec les scénarios de l'ADEME (2013, 2017). La SNBC s'appuie, quant à elle, sur un taux très élevé d'électrification compris entre 70 et 80 %, en 2050. Elle est plutôt en rupture avec les autres études.

Une trajectoire qui permet d'atteindre une réduction par deux de la consommation énergétique, sans générer d'impact majeur sur le système électrique

Le scénario décrit ici permet l'atteinte de l'objectif climatique de la neutralité carbone à l'horizon 2050, ainsi qu'une réduction de 45 % de la consommation d'énergie finale. En effet, les technologies électriques à l'aval (pompes à chaleur et véhicules électriques, notamment) permettent non seulement de décarboner, mais également de réduire fortement les consommations grâce à leur grande perfor-

mance énergétique. De ce fait, si l'on peut constater une augmentation des consommations d'électricité, celle-ci est relativement modérée : la demande atteindrait 480 TWh en 2030 (+ 40 TWh) et 620 TWh (+ 160 TWh) en 2050, elle représenterait ainsi 60 % de la demande d'énergie finale, et ce malgré un taux d'électrification des usages très important : ainsi, 70 % des bâtiments et 85 % des véhicules routiers seront équipés des technologies électriques.

Sur la période considérée, l'évolution de la pointe de consommation électrique reste maîtrisée, elle n'augmente que de 10 %. Cela s'explique, d'abord, par le fait que la consommation d'électricité augmente dans des proportions raisonnables à l'horizon 2050. En effet, la consommation d'électricité pour le chauffage, l'un des usages responsables de la pointe électrique hivernale, reste stable, autour de 60 TWh entre 2015 et 2050. En effet, l'augmentation des parts de marché est compensée par l'isolation des bâtiments et la forte efficacité des PAC⁽²⁾. De plus, bien que cet effet n'ait pas été pris en compte dans l'étude, le chauffage électrique sera beaucoup plus pilotable qu'aujourd'hui, dans la mesure où les bâtiments bien isolés offrent une meilleure inertie thermique, et donc de meilleures possibilités d'effacement à la pointe. Concernant les transports, la consommation d'électricité nécessaire pour alimenter les véhicules électriques ne représentera que 20 % de la consommation actuelle, mais surtout les possibilités de *smart-charging* permettront d'optimiser la satisfaction des besoins et de lisser la courbe de charge (UFE, 2019 ; RTE 2019). Enfin,

(2) La rénovation des bâtiments ayant recours à l'électricité pour assurer leur chauffage conduit à des baisses de consommations.

certains usages contribuant à la pointe électrique vont diminuer du fait de progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique, c'est notamment le cas de l'éclairage avec la diffusion des LED. Cette estimation est par ailleurs cohérente avec celle réalisée par le cabinet E-CUBE (2019), qui considère que la pointe électrique sera d'environ 105 GW à l'horizon 2050 (celui de la neutralité carbone), contre 95 GW aujourd'hui, soit à peine 10 % d'augmentation.

La stratégie d'électrification des usages permet d'atteindre bien plus rapidement et avec le plus de certitude la neutralité carbone

La stratégie décrite ici s'appuie principalement sur une électrification directe des usages à l'aval. L'électricité étant d'ores et déjà décarbonée, et les technologies y ayant recours déjà compétitives, la trajectoire de transition énergétique ici décrite permet ainsi d'obtenir rapidement des résultats importants en termes de réduction des émissions de CO₂. En effet, la mise en œuvre de cette stratégie permet d'atteindre, dès 2030, une réduction des émissions de CO₂ de 50 %, tout en ne se traduisant que par une augmentation très modérée de la consommation d'électricité, de l'ordre de 7 %.

De plus, elle s'appuie sur des technologies existantes ; elle ne repose donc ni sur un pari technologique ni sur une rupture en termes de mobilisation des ressources. La production de biométhane, telle qu'envisagée par l'ADEME (2018) et dans une moindre mesure par la SNBC, s'appuie sur des volumes conséquents de ressources agricoles et forestières. Il s'agit d'une forte rupture avec les modes de gestion actuels, et la mobilisation des ressources considérées à cette fin pose des problèmes de concurrence d'usage

(biomatériaux et usage direct de la chaleur) et de respect de l'environnement (de la biodiversité, de la fertilité des sols).

À ce titre, une mobilisation à l'horizon 2050 d'environ 70 à 80 TWh de gaz renouvelable issu essentiellement de la méthanisation – une option en ligne avec les scénarios bas carbone les plus récents de l'ADEME (2017) –, semble déjà très volontariste, les filières pyrogazéification et méthanation représentant clairement un pari (France Stratégie, 2018). Cette production permettra globalement de répondre aux besoins en gaz de l'industrie. Mais développer les usages du gaz au-delà de ce secteur nous exposerait au risque de manquer l'objectif de neutralité carbone. Par exemple, une surconsommation de gaz renouvelable à hauteur de seulement 30 TWh conduirait dans la stratégie gazière à manquer les objectifs climatiques d'environ 52 MtCO₂, et à hauteur de 23 MtCO₂ dans le cas de la SNBC, mais seulement de 10 MtCO₂ dans la stratégie d'électrification des usages.

La stratégie exposée ici présente également l'avantage d'être robuste face à l'incertitude que représentent les changements de comportement des ménages, et constitue un pari sur lequel s'appuient massivement certains scénarios (NEGAWATT, 2017), mais qui n'en reste pas moins fortement incertain. Le surplus d'émissions de CO₂ induites par une demande de service énergétique supplémentaire est ainsi 20 fois inférieur dans le scénario décrit ici que dans un scénario de décarbonation privilégiant les usages du gaz. En effet, dans ce dernier cas, il est alors nécessaire de recourir à du gaz fossile importé⁽³⁾.

(3) Il est également possible de produire du gaz de synthèse, mais pour un coût environ 10 fois supérieur.

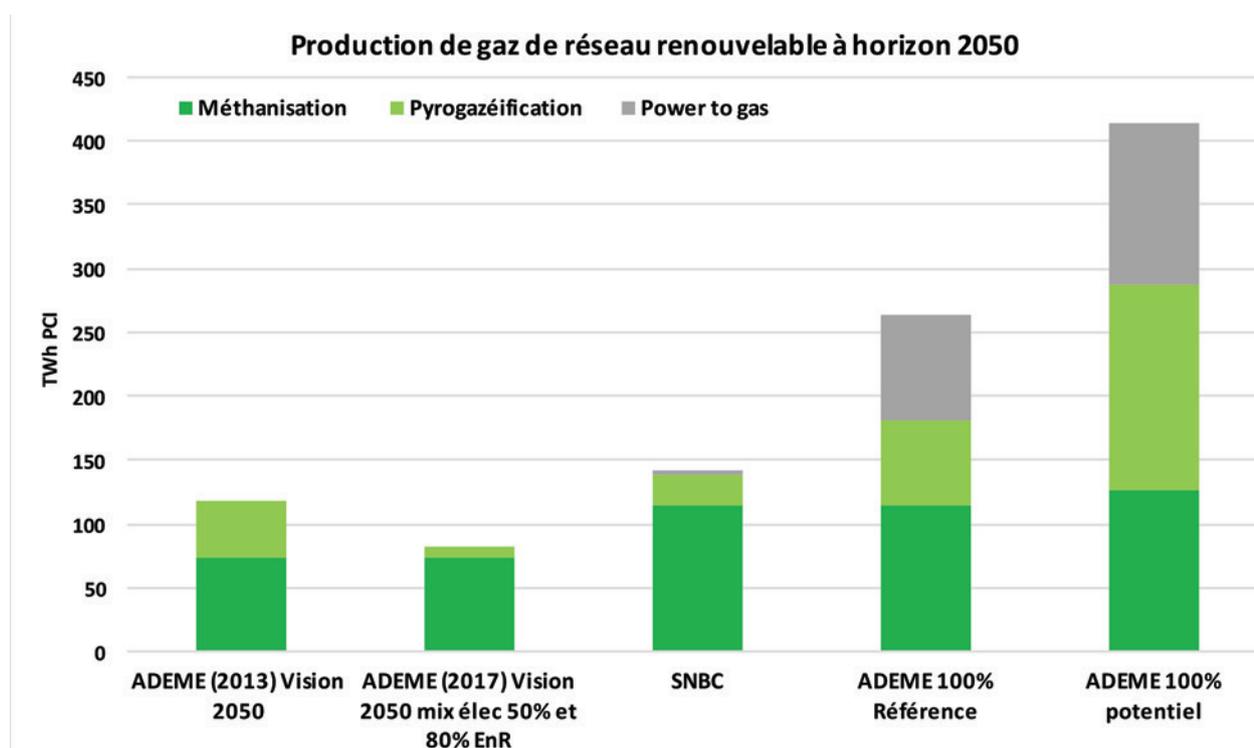


Figure 4 : Production de gaz renouvelables à l'horizon 2050 en France, en fonction de différents scénarios.

Cette trajectoire de neutralité carbone est aussi une des moins coûteuses pour la collectivité

Les technologies évoquées dans cet article sont compétitives et le seront encore plus dans le futur. Elles représentent ainsi sur un horizon de court-moyen terme des mesures dont le coût de la tonne de CO₂ évitée est bien inférieur aux recommandations du récent rapport sur la valeur de l'action pour le climat (France Stratégie, 2019 ; Carbone 4, 2018).

En revanche, les coûts de production du gaz renouvelable sont très élevés et bien supérieurs au coût du gaz naturel fossile importé. En effet, l'ADEME, dans son étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable » (2018), fait état de coûts de production de biométhane issu de la méthanisation ou de la pyrogazéification compris entre 75-95 euros/MWh environ, soit 4 à 5 fois plus que le coût actuel du gaz fossile. Le méthane de synthèse issu de *power to gas* pour-rait, quant à lui, être produit dans des quantités significatives, mais à un coût de production avoisinant 180 euros/MWh, soit près de 10 fois le coût actuel.

De nombreuses études ont cherché à comparer entre eux les coûts de stratégies de décarbonation basées sur l'électrification des usages, d'une part, et sur le développement massif de gaz renouvelables, d'autre part (DENA, 2017 ; Pöyry, 2018). Elles parviennent à la conclusion que la stratégie gazière est celle qui est la moins coûteuse pour le système énergétique. Cependant, ces études comparent une stratégie gazière hybride, dès lors qu'elle s'appuie, elle aussi, sur des technologies électriques à l'aval, à une stratégie théorique d'électrification extrême, dans laquelle l'électricité est utilisée en dehors de sa zone de pertinence, conduisant bien entendu à des coûts très élevés.

La stratégie d'électrification des usages est ici appliquée de façon optimale du fait qu'elle s'appuie sur des solutions complémentaires entre elles : réseaux de chaleur, bioénergies (bois de chauffage, biocarburants, biogaz), hydrogène (H₂) électrolytique bas carbone, CCS pour satisfaire les usages pour lesquels l'électrification reste difficile (*process* industriels, besoins de chaleur à haute température, transport aérien, maritime ou routier sur longue distance). Elle permet ainsi un fonctionnement du système énergétique pour un coût global maîtrisé, inférieur à celui qui s'imposerait pour atteindre l'objectif climatique dans le cas d'une stratégie gaz décarboné ; elle s'accompagne également d'une réduction de la facture énergétique des ménages d'environ 50 %. Ce résultat est d'ailleurs en ligne avec une étude réalisée par ECF (2019), qui montre que la mise en œuvre des stratégies gazières conduit à un surcoût annuel pour le système énergétique compris entre 12 et 24 %.

Cette même étude met également en lumière un autre résultat intéressant, à savoir que la consommation totale d'électricité est d'un tiers moindre dans un scénario d'atteinte de la neutralité carbone reposant sur l'électrification directe des usages par rapport à un scénario basé sur une production de gaz renouvelables. Ce résultat plutôt contre-intuitif s'explique par le fait que production de cha-

leur par une chaudière brûlant du méthane de synthèse obtenu par méthanation à partir de la production d'hydrogène électrolytique renouvelable, présente un rendement global très faible, environ 6 à 7 fois inférieur à la production de chaleur par une pompe à chaleur. La stratégie d'électrification des usages est donc également la plus sobre du point de vue de la consommation des ressources.

Bibliographie

- ADEME, « L'exercice de prospective de l'ADEME. Vision 2030-2050 », 2013.
- ADEME, « Actualisation du scénario Énergie-climat 2035-2050 », 2017.
- ADEME/GRTgaz/GrDF, « La France indépendante en gaz en 2050. Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? Étude de faisabilité technico-économique », 2018.
- AIE, "World Energy Outlook 2018", 2018.
- CARBONE 4, « Baromètre de la décarbonation. Comment décarboner en profondeur et sans tarder le bâtiment, les transports et l'industrie ? », 2018.
- CEREN, « Les gisements d'économie d'énergie dans l'industrie lourde », étude 0314, 2012.
- CEREN, « Les gisements d'économie d'énergie dans les industries intermédiaires », étude 1314, 2013.
- CEREN, « Les gisements d'économie d'énergie dans la petite industrie », étude 2314, 2014.
- CEREN, « Gisement des techniques électriques dans l'industrie. Approfondissement », étude 8354, 2019.
- CGDD/MTES, « Trajectoire de transition bas carbone en France, au moindre coût », 2016.
- DENA, "Erneuerbare Gase – Ein systemupdate der Energiewende", 2017.
- ECF, "Trucking into a greener future – The economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe", 2018.
- ECF, "Towards fossil-free energy in 2050", 2019.
- E-CUBE, « Analyses autour de la stratégie nationale bas carbone – Analyses de sensibilité de la trajectoire du scénario SNBC de référence des pouvoirs publics et analyses de couverture de la demande de pointe », 2019.
- EDF, « Contribution au débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie », Cahier d'acteur n°43, 2018.
- EURELECTRIC, "Decarbonization pathways. European economy: EU electrification and decarbonization scenario modelling, synthesis and key-findings", 2018.
- EUROPEAN COMMISSION, "A clean planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy", 2018.
- FRANCE STRATÉGIE, « Quelle place pour le gaz dans la transition énergétique ? », 2018.
- FRANCE STRATÉGIE, « La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques », Rapport de la commission présidée par A. Quinet, 2019.
- ICCT, "Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles. Economic and environmental aspects of technology options", 2018.
- IDDRI/CIREN/EDF, BRIAND Y., LEFEVRE J. & CAYLA J-M., "Pathways to deep decarbonization of the passenger transport sector in France", 2017.

IFPEN, « Bilan transversal de l'impact de l'électrification par segment : PROJET E4T », ADEME, 21 p., 2018.

McKINSEY, "Global energy perspectives 2019", 2019.

MTES, « Projet de stratégie nationale bas carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone », 2019.

NEGAWATT, « Scénario négawatt 2017-2050 », 2017.

PÖYRY, "Fully decarbonizing Europe's energy system by 2050", 2018.

RTE, « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », 2019.

RTE, « Bilan électrique 2018 », 2018.

SDSN-IDDRI, "Deep Decarbonization Pathways Project", rapport 2015 sur les trajectoires de décarbonation profonde – Résumé exécutif, SDSN – IDDRI.

THE SHIFT PROJECT, « Performance énergétique du bâtiment. Programme de rénovation thermique du parc existant, 2015-2050 », Rapport du groupe de travail « Rénovation thermique du bâtiment », 2013.

THE SHIFT PROJECT, « Décarboner la mobilité dans les zones de moyenne densité. Moins de carbone, plus de lien », note méthodologique, 2017.

UFE, « Développement de l'électromobilité : démystifier les questions de faisabilité pour faire apparaître les opportunités pour le système électrique », 2019.

Transformation des systèmes électriques

Le consommateur sera-t-il gagnant ?

Par Dominique JAMME

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Les systèmes électriques connaissent partout dans le monde une transformation profonde liée aux baisses massives de prix des énergies renouvelables (EnR) et des batteries. En France, le nucléaire existant est compétitif, mais les incertitudes sur la nouvelle génération de réacteurs combinées à la compétitivité nouvelle des EnR conduisent à diminuer progressivement la proportion du nucléaire dans le mix électrique et à développer les EnR.

Pour s'adapter à ces évolutions, les réseaux utiliseront de plus en plus les nouveaux moyens de flexibilité décentralisés : stockage, pilotage de la demande, écrêtement ponctuel de production, EnR, véhicules électriques.

À l'aval du système électrique, le foisonnement des innovations et des offres de services, rendu possible par le déploiement des compteurs évolués, donne aux consommateurs des opportunités nouvelles de s'approprier leur consommation d'électricité. L'enjeu majeur sera d'obtenir l'engagement du plus grand nombre de consommateurs, tout en conservant un système simple et efficace pour tous.

Les systèmes électriques sont entrés depuis quelques années dans une phase de transformation rapide et profonde.

Le secteur électrique était traditionnellement une industrie du temps long. La durée de vie d'une ligne électrique est de plus de 50 ans, celle d'une centrale nucléaire est de 40 ans, et peut être portée à 50, 60, voire 80 ans.

Le rythme de ce changement s'accélère depuis quelques années sous la conjonction de plusieurs évolutions de grande ampleur : la transition énergétique avec le développement des énergies renouvelables, la révolution numérique qui transforme le secteur de l'énergie comme le reste de l'économie, et, enfin, la décentralisation du secteur et le développement de la concurrence sur le marché de détail.

La transformation en cours est d'abord une révolution technologique

Les énergies renouvelables (EnR) et le stockage

Les principales énergies renouvelables ont connu des baisses de prix très importantes ces dernières années. Les champs photovoltaïques de taille moyenne en France (entre 10 et 30 MW) coûtent désormais entre 40 et 50 €/MWh (voir le rapport *Coûts et rentabilités du grand*

photovoltaïque en métropole continentale de la CRE⁽¹⁾). Pour les éoliennes terrestres, le coût, en France, est de l'ordre de 65 €/MWh, mais il est inférieur à 50 €/MWh dans plusieurs pays européens et ailleurs dans le monde. Plusieurs projets d'éoliennes en mer ont été attribués récemment en Europe sans subventions et de nombreux projets d'ENR se développent hors de tout soutien public sur la base d'un contrat direct entre l'industriel développeur du projet et un client qui s'engage à acheter l'électricité sur le long terme.

Dans de nombreux cas, les EnR sont moins coûteuses que la production à partir d'énergies fossiles, parfois grâce à une impulsion politique comme au Royaume-Uni, où l'introduction d'un prix plancher du CO₂ a entraîné la quasi-disparition du charbon en quelques années seulement.

Les EnR se développent donc à grande vitesse partout dans le monde.

Parallèlement, le prix des batteries a également chuté de façon rapide (division par 6 en moins de 10 ans) et va continuer de le faire (nouvelle division par 2 attendue dans

(1) <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

les 5 prochaines années), rendant ainsi possible l'intégration dans les systèmes électriques de proportions élevées d'EnR à production variable. Dans certaines situations, la combinaison EnR + stockage est plus rentable que la construction de nouvelles installations de production à base d'énergies fossiles, tout en affichant des performances voisines.

Cette situation est encore plus marquante dans les îles et dans des systèmes électriques isolés, qui doivent gérer leur propre système électrique avec des moyens limités. Hawaï et Porto Rico viennent d'annoncer des plans 100 % EnR aux horizons 2045 et 2050. Les zones non interconnectées françaises sont également engagées dans des trajectoires zéro CO₂.

Cette révolution est survenue en moins de cinq ans et rend crédible, aussi bien techniquement qu'économiquement, l'existence de systèmes électriques décarbonés à plus de 80 % partout dans le monde (voir la synthèse de l'étude réalisée par le cabinet E-Cube⁽²⁾ pour le comité de prospective de la CRE).

Le cas de la France métropolitaine

Le système électrique français est aujourd'hui performant, avec une électricité peu coûteuse et très peu carbonée (6 fois moins qu'en Allemagne).

Le parc nucléaire existant reste particulièrement compétitif et le restera encore pendant des années, et ce même en intégrant les coûts des visites décennales.

Il est logique de profiter de ses performances, tant que la sécurité reste assurée, jusqu'à 50 ou 60 ans, c'est-à-dire jusqu'à l'horizon 2030 ou 2040 pour l'essentiel du parc.

Cependant, la nouvelle génération des réacteurs nucléaires est pleine d'incertitudes. Le projet d'Hinkley Point au Royaume-Uni a obtenu un contrat à plus de 100 €/MWh sur 35 ans. Les projets de Flamanville et d'Olkiluoto (à Eurajoki, en Finlande) connaissent des surcoûts et des retards importants. Des baisses de coûts surviendront sans doute grâce aux effets de série, mais ce n'est pas certain aujourd'hui.

La baisse de la part du nucléaire – qui rappelons-le n'émet pas de CO₂ – dans le parc électrique français n'est pas liée au changement climatique, mais au besoin de diversifier le mix énergétique français. Il est pertinent de développer les énergies renouvelables, puisqu'elles sont de plus en plus compétitives et qu'il est bien évidemment hors de question d'augmenter les émissions de CO₂ du parc électrique français, qui sont aujourd'hui très basses. C'est dans cette logique que s'inscrit l'objectif de 50 % de nucléaire en 2035 fixé dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le consommateur d'électricité doit-il avoir peur de l'innovation ?

Un foisonnement d'offres et d'innovations...

En Europe, le secteur aval du marché de l'électricité est ouvert à la concurrence, ce qui donne à chaque consommateur le libre choix de son fournisseur. L'Europe a donc la possibilité de bénéficier à plein du potentiel d'innovation offert par le développement de la concurrence.

En France, plus de 7,5 millions de consommateurs résidentiels d'électricité ont choisi une offre de marché. Les offres d'électricité verte, ou à prix fixe, ou de type « tarif réglementé moins x % » sont les plus nombreuses (voir *l'État des lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel* de la CRE⁽³⁾). Des offres plus sophistiquées, par exemple, pour les propriétaires de véhicules électriques, des tarifs week-end ou « heures super creuses » sont aussi apparues. Des offres combinées à d'autres services variés (exploitation d'un thermostat connecté, par exemple) se développent également.

En plus du choix de la meilleure offre de fourniture, les opportunités qui s'offrent ou s'offriront demain aux consommateurs (particuliers, entreprises ou collectivités) sont très variées :

- autoconsommation, totale ou avec injection sur le réseau des surplus, avec ou sans stockage ;
- vente de la production excédentaire ou fourniture auprès d'un producteur local grâce à des plateformes *peer to peer* ;
- maîtrise de leur consommation, maîtrise de leur facture en décalant leur consommation hors des périodes coûteuses ;
- véhicules électriques avec pilotage intelligent de la batterie en lien avec leur propre consommation et production, ou avec des services rémunérés rendus au réseau.

Le foisonnement de l'innovation dans le secteur est rendu possible par le déploiement des compteurs évolués, mais aussi, de façon plus générale, par la puissance des technologies de l'information, qui permettent aujourd'hui de traiter de façon efficace et peu onéreuse des informations détaillées à une granularité de plus en plus fine. Les consommateurs bénéficient ainsi de possibilités totalement nouvelles de mieux maîtriser et gérer leur consommation et leur production.

...mais les réticences restent fortes

Les compteurs évolués sont les vecteurs premiers de la décentralisation du système énergétique en donnant du pouvoir aux acteurs de terrain : consommateurs, collectivités, territoires. Que le projet Linky soit perçu par beaucoup comme l'intrusion d'un *big brother* centralisé qui connaît tout de notre vie quotidienne est ainsi un énorme paradoxe, dû sans doute à une communication insuffisante, mais aussi au succès des *fake news* dans nos sociétés modernes.

(2) <http://www.eclairerlavenir.fr/etude-sur-les-perspectives-strategiques-dans-le-secteur-de-lenergie/>

(3) <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Etat-des-lieux-des-marches-de-detail-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2017>

Au-delà de la question des compteurs, un grand nombre de consommateurs restent réticents ou tout au moins difficiles à convaincre devant toutes ces innovations et ces bouleversements. Il faut dire qu'ils ont vécu pendant des décennies dans le confort d'un système monopolistique, plutôt efficace en France, qui lui garantissait une électricité fiable et bon marché. En outre, les économies sur la facture sont limitées, dans la mesure où la concurrence par les prix ne porte que sur un gros tiers de la facture TTC. L'inertie, ou simplement l'indifférence, sont donc fortes, d'autant que de nombreux consommateurs n'ont pas et n'auront pas naturellement l'opportunité ou la capacité de devenir de véritables acteurs.

La question de la confiance est ainsi fondamentale. On constate malheureusement dans le secteur des énergies renouvelables une certaine prolifération d'entreprises peu recommandables, par exemple dans la pose de panneaux photovoltaïques ou dans les équipements censés générer des économies d'énergie.

Il est impératif que les pouvoirs publics y mettent bon ordre et que le système électrique reste simple et accessible pour les consommateurs souhaitant rester passifs.

Les réseaux ont un rôle fondamental à jouer

Les gestionnaires de réseau français sont plutôt efficaces...

Les gestionnaires de réseau jouent un rôle fondamental dans le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, ainsi que dans la capacité de notre système électrique à bénéficier pleinement des transformations en cours.

En premier lieu, les gestionnaires de réseau doivent offrir à l'ensemble des acteurs autorisés un accès au réseau qui soit transparent et exempt de toute discrimination. Pour que l'innovation puisse se développer, les fournisseurs, les producteurs, les agrégateurs et les prestataires de flexibilité ou de tout autre service doivent avoir confiance dans leur capacité à accéder au réseau. À cet égard, la situation en France est satisfaisante (voir le *Rapport 2017-2018 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel* de la CRE ⁽⁴⁾).

Au-delà, le réseau doit fonctionner de façon efficace et fiable. La maîtrise des coûts de réseau est essentielle, car ils représentent environ 30 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel d'électricité. Là aussi, la situation est plutôt bonne, les coûts de réseau sont globalement maîtrisés depuis 10 ans et la qualité d'alimentation s'est améliorée (voir l'annexe à la consultation publique de la CRE *relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France* ⁽⁵⁾). Les

(4) <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-2017-2018-sur-le-respect-des-codes-de-bonne-conduite-et-l-independance-des-gestionnaires-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel>

(5) <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

charges d'exploitation d'Enedis ont augmenté moins vite que l'inflation depuis 10 ans, malgré les transformations que cette entreprise connaît : raccordement de centaines de milliers de producteurs EnR, gestion plus complexe des flux sur le réseau, développement de la concurrence, hausse du nombre de consommateurs raccordés, etc.

...mais un changement de paradigme est nécessaire

Les méthodes de régulation classiques, même si elles ont fait la preuve de leur efficacité, ne suffisent plus face aux transformations qui s'annoncent.

Le bilan précité publié par la CRE montre que les investissements dans les réseaux d'électricité ont connu un rattrapage qui était indispensable après une décennie où ceux-ci étaient à un niveau très bas, ce qui a conduit à une dégradation de la qualité d'alimentation. Ils représentent aujourd'hui environ 5 milliards d'euros par an, un niveau supérieur aux amortissements annuels des actifs de réseau. De ce fait, les bases d'actifs régulés d'Enedis et de RTE sont en augmentation (+ 2,5 % par an pour Enedis, par exemple), alors que la consommation d'électricité est stable ou orientée à la baisse.

De tels rythmes d'investissement ne sont sans doute pas soutenables sur le long terme. La régulation tarifaire doit désormais inciter à investir moins dans les réseaux, lorsqu'il est plus économique de s'appuyer sur les moyens nouveaux de flexibilité qui se développent rapidement, parmi lesquels :

- l'écrêtement intelligent de la production renouvelable, qui doit rester limité à quelques heures par an. Il permet d'éviter des investissements coûteux dans les réseaux ;
- le développement du stockage, un moyen flexible et de moins en moins coûteux pour faire face aux congestions localisées sur les réseaux ;
- les effacements de consommation, et, plus largement, le pilotage intelligent des usages grâce à des signaux adéquats dans le temps et dans l'espace.

À terme, tout projet de renforcement dans le réseau (ligne, poste, etc.) devrait être décidé seulement après comparaison avec l'appel aux ressources de flexibilité.

Enfin, le développement massif des énergies renouvelables et la fermeture de tranches nucléaires et thermiques entraîneront une reconfiguration importante du système électrique. Pour éviter des coûts disproportionnés de renforcement du réseau, la coordination entre investissements de production et de réseau devra être analysée.

Les conditions d'accès aux réseaux doivent évoluer pour s'adapter à la nouvelle donne

Les moyens de flexibilité seront de plus en plus décentralisés à l'avenir.

À titre d'illustration, le développement du véhicule électrique constitue un enjeu important, mais aussi un risque de surcoût pour le système électrique s'il ne s'accompagne pas de règles de gestion et d'incitations bien conçues (voir le rapport de la CRE, *Les réseaux élec-*

triques au service des véhicules électriques⁽⁶⁾). D'un autre côté, chaque véhicule électrique constitue une batterie sur roues, et il est de plus en plus évident que le parc de véhicules électriques représentera à l'avenir une ressource de flexibilité majeure pour le système électrique.

Les systèmes d'information permettent aujourd'hui d'agrèger un grand nombre de sources de flexibilité de petite taille, pour arriver à l'équivalent d'une centrale de production d'électricité classique. De telles centrales virtuelles devront pouvoir accéder à tous les marchés : services systèmes, marché de gros, marchés de flexibilités locales, etc. Cela nécessitera, notamment, de définir des règles de vérification des performances qui soient à la fois souples et robustes.

Les transformations en cours interrogent également le monopole des gestionnaires de réseau. Si le cœur de la mission n'a aucune raison d'être remis en cause, plusieurs arrêts de justice récents ont redessiné les bornes de ce monopole : conditions d'existence d'autres réseaux que les réseaux publics, caractère monopolistique ou non de prestations annexes effectuées par les gestionnaires de réseau, conditions d'accès par des tiers aux données de comptage, etc.

Certaines questions restent ouvertes. Personne ne sait aujourd'hui en quoi consistera, dans le système français,

la notion de communauté énergétique locale incluse dans la directive Électricité récemment adoptée. De même, il est impossible de savoir si le comptage de la consommation des véhicules électriques se fera dans les véhicules eux-mêmes, *via* les bornes de recharge ou par les gestionnaires de réseau. Selon la réponse qui sera apportée, le monopole de comptage des gestionnaires de réseau d'électricité en France pourrait voir son périmètre évoluer.

Les méthodes classiques de régulation ne sont plus suffisantes face à des problèmes devenus trop complexes et à des incertitudes trop grandes. La CRE a milité en faveur de l'introduction dans le droit français d'un concept large d'expérimentation (« bac à sable réglementaire »). Cette notion a été incluse dans la loi Pacte qui vient d'être adoptée par le Parlement.

Conclusion

La transition énergétique, qui transforme le secteur électrique, répond à une aspiration forte de notre société, comme le montre le succès des offres vertes auprès des entreprises et des particuliers.

Elle s'accompagne d'un foisonnement d'innovations sur toute la chaîne de valeur de l'électricité. Les consommateurs ont tout à y gagner, ou tout du moins les plus engagés d'entre eux et les plus prompts à saisir les opportunités que ces innovations leur offrent.

L'enjeu majeur sera d'obtenir progressivement l'engagement de la majorité des consommateurs, tout en conservant un système simple et efficace pour tous.

(6) <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

La demande comme levier de décarbonation : visions, disparités et limites

Par Nadia MAÏZI

Centre de mathématiques appliquées, MINES ParisTech, PSL Research University

À travers l'exploration de scénarios contrastés, nous évaluerons les fondamentaux sur lesquels reposent des visions alternatives du futur qui partagent les mêmes ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour cela, nous distinguerons les trajectoires s'appuyant sur un credo technologique, en vertu duquel une offre adaptée devrait permettre de pourvoir aux contingences climatiques, de celles qui considèrent que les aspects sociétaux, les modes de vie et les comportements seront les leviers principaux pour opérer une réelle bifurcation vers un monde bas carbone.

Ce choix narratif nous transportera d'un monde tout électrique vers un monde de sobriété.

Au terme de notre réflexion, nous défendrons le point de vue qu'une réconciliation de ces postures est un incontournable pour le règlement de la question climatique.

Mise en bouche

Alors que jusqu'à aujourd'hui, la transition vers un monde « bas carbone » a été majoritairement envisagée à travers des scénarios *techno-push*, nombreux sont ceux qui prônent désormais de considérer la demande et particulièrement la demande en énergie comme un nouveau levier de la décarbonation.

Notamment de nombreux scientifiques (voir par exemple les références [1] et [2]) s'expriment en faveur de la prise en compte des processus sociaux dans les agendas de recherche, jusqu'alors essentiellement technologiques, qui sont dédiés à l'élaboration de la transition bas carbone. Un témoignage majeur de ce changement de point de vue est la décision d'intégrer dans le prochain rapport d'évaluation du GIEC (Groupement international d'experts sur le changement climatique) un nouveau chapitre consacré à la demande, aux services et aux aspects sociaux de la mitigation (Chapter 5, Working Group III). Il s'agit de repenser la question de la transition bas carbone en évitant un certain nombre d'écueils, dont les suivants, répertoriés par la référence [3], nous paraissent primordiaux :

- une ultra-simplification des réalités sociales et le peu d'attention accordée aux acteurs et à leurs comportements (aspects politiques, luttes de pouvoir, croyances et stratégies) ;
- un recours limité au changement des règles économiques, sociales et institutionnelles ;
- la prépondérance accordée aux mécanismes économiques, laquelle contraste avec une prise en compte limitée des processus associés à leur implémentation.

Au centre du débat sur les options de décarbonation se situe la question de l'évolution de la demande en énergie au cours des prochaines décennies.

Si cette demande est souvent exprimée en énergie finale, nos remarques liminaires nous enjoignent donc à ne pas négliger les moteurs de cette consommation d'énergie, lesquels sont multiples puisqu'associés aux services dépendants de nos usages – se transporter, se chauffer, se distraire... –, eux-mêmes conditionnés par des modes de vie qui reflètent des aspirations, des comportements, un environnement social...

Dans ce contexte, nous nous proposons de revisiter diverses visions du futur : pour une même ambition de décarbonation (celle des accords internationaux par exemple), ces visions, inscrites dans des choix d'évolution de société différents, décrivent des paysages de la demande énergétique contrastés, pour lesquels les choix techniques d'une transition énergétique bas carbone doivent être discutés.

Ainsi, nous envisagerons, d'une part, l'explosion de la demande dans un monde tout électrique, dont la matérialité reste à discuter, et, d'autre part, une vision sobre, qui parie sur un mode de vie associé au concept de décroissance.

La tendance : une explosion de la demande électrique

Ces vingt dernières années, la consommation électrique est caractérisée par une progression continue (mise à part la période de crise 2008-2009 qu'ont traversée principalement les pays de l'OCDE) de sa part dans le mix

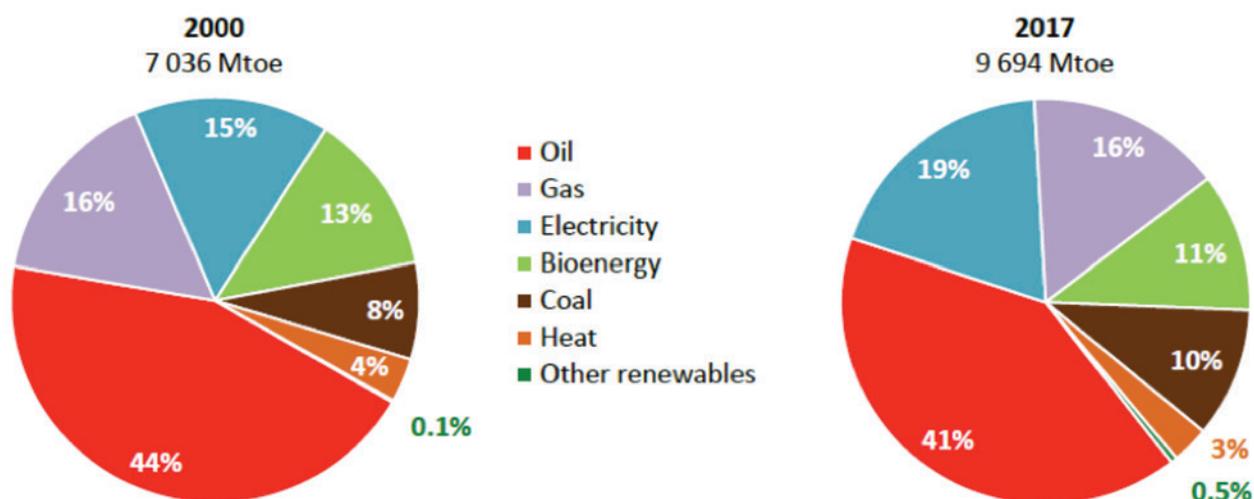


Figure 1 : Part de l'électricité dans la consommation en énergie finale (Source : [4], d'après [5]).

énergétique global : alors qu'en 2000, la consommation électrique représentait un peu plus de 15 % de la consommation d'énergie finale, cette part atteignait 19 % en 2017 (voir la Figure 1 ci-dessus), affichant une augmentation de 70 % en valeur absolue au cours de la même période.

La demande d'électricité, en part relative, est en forte croissance : elle est le fait des pays émergents (en particulier, la Chine) et traduit leur développement rapide (voir la Figure 2 ci-après). Ces pays ont en effet doublé leur part dans la consommation électrique depuis 1974, tirant parti d'une progression exceptionnelle du taux annuel moyen de leur production électrique entre 2000 et 2010, qui atteint 6,4 % dans les pays hors OCDE⁽¹⁾.

(1) Ce taux est de 1,1 % dans les pays de l'OCDE.

Alors qu'en 2017, les 22 200 terawatt/heures (TWh) portent l'électricité au second rang dans le mix de consommation énergétique, derrière la consommation de produits pétroliers dont elle représente un peu moins de la moitié, sa part de 19 % ne doit pas occulter le niveau réel du service rendu qui lui est associé : en effet, l'efficacité du vecteur électrique en termes d'usage (niveau de service rendu) lui permet au-delà de servir d'autres vecteurs et de satisfaire 27 % de la demande utile (voir la référence [4]).

Plaidoyers pour un monde tout électrique

Dans le prolongement de cette dynamique, perçue comme une indication de ce que devrait être la tendance au cours des prochaines décennies – à savoir, favoriser la

Top ten electricity consuming countries, 2016

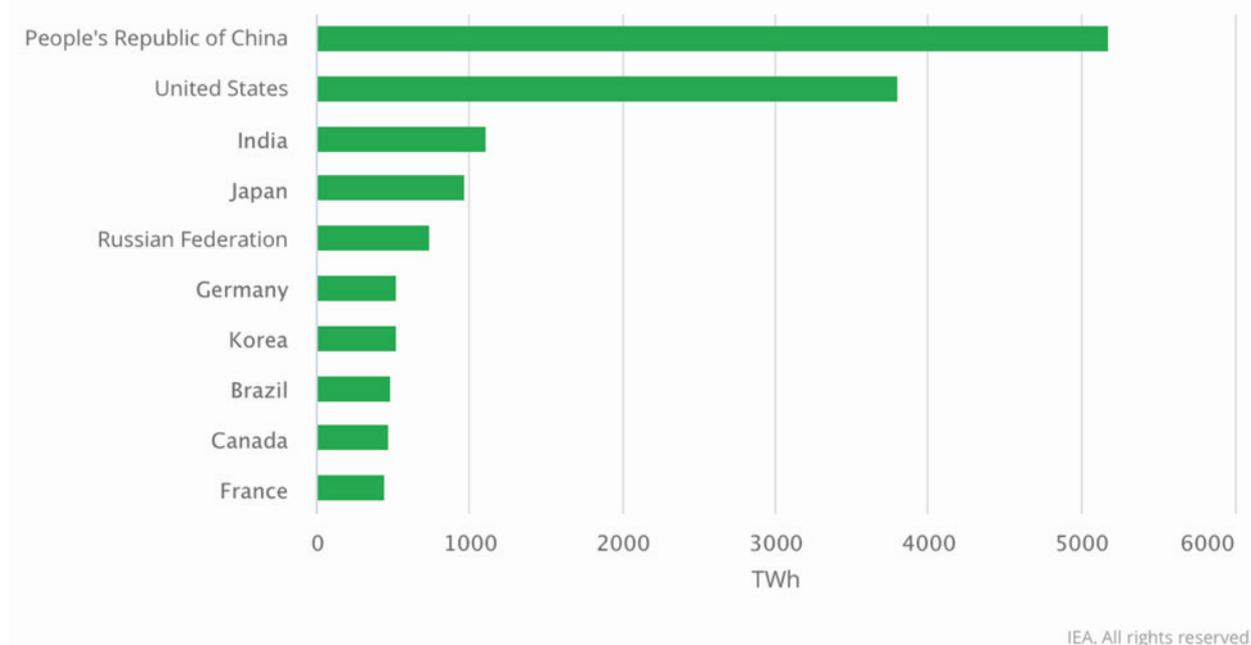


Figure 2 : Les dix premiers pays les plus gros consommateurs d'électricité (Source : [5]).

croissance économique, l'électrification et la digitalisation des usages –, nombre des scénarios ⁽²⁾ répertoriés dans la référence [6] proposent un futur dominé par le vecteur électrique.

L'analyse de ces projections indique une plage de croissance de la consommation d'électricité mondiale comprise entre 50 % et 84 % d'ici à 2035, avec la part belle donnée aux économies émergentes qui connaîtraient une progression de 80-90 %.

Cette formidable explosion de la consommation s'appuie sur l'idée d'une mutation de tous les secteurs vers le vecteur électrique, en accentuation des tendances actuelles, voire en les dépassant largement.

Ainsi, les visions envisagées anticipent :

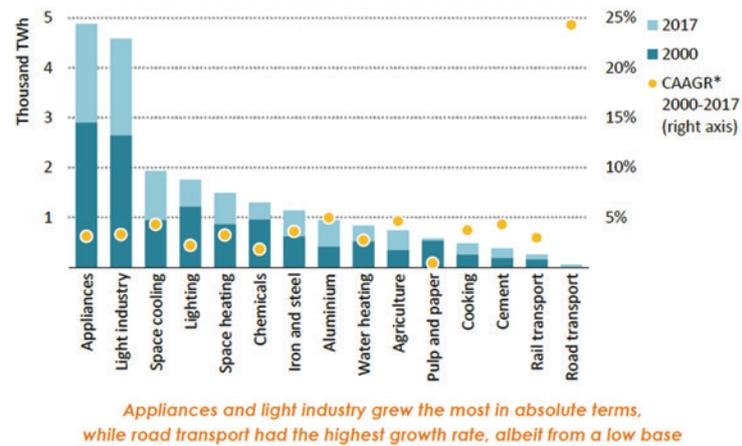
- la prédominance de l'électricité dans le secteur du bâtiment (qui représentait en 2017, 32 % de l'énergie finale ou 47 % de l'énergie utile (voir la Figure 3 ci-contre)), avec une amplification du phénomène qui, selon certains ([7]), pourrait aller jusqu'à une électrification à 100 % des usages (cuisson, chauffage/AC (air conditionné), appareils, eau chaude sanitaire...);
- dans le secteur des transports, qui ne comptait en 2017 que pour 2 %, avec une part du rail en représentant les 2/3, la croissance rapide actuelle de plus de 2,4 % (mais toute relative) devrait s'amplifier pour conduire, à terme, à un parc véhicule 100 % électrique dans les pays de l'OCDE, en particulier en Europe ([5]);
- dans l'industrie, qui avec une part de 40 % se situe en tête du classement de la demande électrique, même si elle connaît un déclin entamé depuis plusieurs décennies ([5]), le pari fait de l'électrification reste réservé aux économies émergentes, les autres pays ayant déjà opéré ce virage pour gagner en efficacité et en rentabilité.

Si la tendance haussière de la consommation d'électricité conduisant à la vision tout électrique est pour certains une bonne nouvelle, c'est parce qu'ils considèrent que, bien que les systèmes électriques n'affichent, à l'échelle mondiale, qu'une faible efficacité (autour de 30 %) et sont les premiers émetteurs de CO₂ (environ 45 %), les solutions technologiques existent pour améliorer leurs performances en tirant parti d'une tendance naturelle allant vers une évolution réversible du vecteur électrique (voir la référence [8]) : il s'agit, du côté de la demande, de déployer plus d'efficacité énergétique, et, du côté de la génération, d'introduire massivement les énergies renouvelables dispersées.

C'est l'option d'un scénario « tout électrique » (voir la référence [6]), qui permettrait de multiplier la part de l'électricité par trois dans le mix énergétique mondial (totalement renouvelable et numérique) et qui, selon ses promoteurs, conduirait à une multitude de bénéfices :

- une accélération significative du développement économique, rendue possible par une décroissance de la

(2) Scénarios élaborés par l'AIE (CPS : Current Policy Scenario ; New Policy Scenario : NPS, 450 scénarios, Greenpeace, The Energy [R] evolution, Ecofys/WWF ou encore l'IASA.



* Compound average annual growth rate.

Figure 3 : Taux de croissance annuel de la consommation électrique par secteur/filière (Source : [4], d'après [5]).

dépense énergétique globale de 30 % et des niveaux de productivité non égalés depuis un siècle ;

- un effondrement des émissions de CO₂ de 65 % nous ramenant ainsi au niveau de 1960 ;
- enfin, une rupture de la logique des dépendances d'approvisionnement géopolitiques établies depuis des décennies avec une réduction de 80 % de celles-ci à l'échelle de la planète.

Au contraire de scénarios qui reposent sur des paris, comme le recours à des technologies pour « effacer » les émissions ou les rendre « négatives » (déploiement de capture et séquestration de CO₂), ce qui conforte cette vision du futur repose essentiellement sur la maturité technologique : “The ‘all electric’ world is not a forecast. It is a vision of a future, which is at reach with current available technologies.” [6].

Il n'en reste pas moins qu'un certain nombre d'éléments essentiels à la quadrature d'un cercle vertueux manquent.

Tout d'abord, de par son ampleur, le déploiement envisagé en termes de moyens de production d'électricité bas carbone renouvelables, assorti des moyens nécessaires au transport et au stockage de l'électricité, ne peut se concevoir sans considérer ses externalités en eau ([9], [10]) et en empreinte-matière ([11], [12]). En effet, si ce mix de production est aligné avec l'objectif de décroissance des émissions de carbone, ses besoins en métaux sont amenés à se renforcer à la fois pour la production et les usages de l'électricité ([12], [13]) : seraient en particulier impactées, à la hausse (et cela d'autant plus que seraient prises en compte les phases de construction, d'opération et de déclassement), les demandes de tellure (pour certains types de cellules photovoltaïques), de tantale, d'or, d'étain et d'argent (présents dans les condensateurs des onduleurs des installations photovoltaïques) ; et, du côté des substances non métalliques, nous citerons le sable (silicium, béton), le graphite (électrodes), le borate (agents chimiques) et le soufre (acide sulfurique), et bien évidemment, le cuivre, qui est présent partout. Bien sûr, il existe une importante disparité dans les volumes concernés ([13]), mais cette croissance des besoins signifie a

minima un rebond de la consommation énergétique du secteur de l'industrie minière et métallurgique, une tension sur les ressources et, par conséquent, de nouveaux risques en matière d'approvisionnement. Autant d'éléments qui tempèrent les conclusions positives de la vision « tout électrique ».

Quid des futurs modes de vie ?

Mais ce qui pêche le plus, finalement, dans cette vision est le peu de référence au choix de société associé à la trajectoire proposée, alors que la réflexion sur les options futures ne peut être décorrélée des évolutions comportementales, des modes de vie ou d'organisation sociale.

Si l'on prend pour exemple l'essor du numérique, comptabilisé en nouvelles connexions haut débit, on constate que ce sont les pays en développement qui concentrent plus de 90 % de la demande de nouveaux abonnements sur ces cinq dernières années (voir la référence [14]). Cette croissance rapide, qui contraste avec la tendance stationnaire de l'électrification (voir Figure 4 ci-après), indique que, selon les zones, beaucoup d'usages fondamentaux se sont déplacés vers la téléphonie mobile : transfert d'argent, déplacements... souvent par nécessité ; alors que dans les pays développés, il existe de nombreux substituts pour répondre à ces mêmes demandes. Cela signifie que la consommation électrique associée à une même demande de service pourra connaître des fluctuations très importantes et qu'il faut dès lors s'efforcer de refléter ce fait dans les scénarios discutés en prenant en compte l'influence de l'évolution des modes de vie (voir la référence [15]).

Cependant, dans une préoccupation symétrique d'objectivité, il ne faut pas penser que le choix de jouer sur le seul mode de vie sera le garant de la diminution des émissions de gaz à effet de serre. Pour preuve, dans un exercice exploratoire de modes de vie sobres, nous avons évalué ce

que seraient les impacts de l'adoption de la « frugalité » en France (voir les références [16] et [17]), en ligne avec le concept de décroissance à la fois en termes de demande et de technologie. Il s'agit en quelque sorte d'un prolongement des conclusions du rapport « Limit to growth » (halte à la croissance) publié dans les années 1970 : s'appuyant sur leur analyse des résultats du modèle qu'ils avaient conçu pour représenter les effets de la croissance sur le bien-être, les auteurs de ce rapport avaient pu anticiper l'accroissement des pollutions liées à l'activité humaine et leurs conséquences néfastes sur la qualité de la vie.

Dans cette hypothèse de sobriété, la consommation des ménages change dans sa composition et décroît significativement avec le développement de pratiques de mise en commun ; la mobilité longue distance diminue fortement ; les déplacements se reportent en grande partie sur des modes plus doux (vélo, transports en commun, train, etc.) ; l'économie est relocalisée ; l'agriculture devient essentiellement « biologique ». En revanche, les rénovations thermiques dans le secteur résidentiel sont limitées, et les hypothèses d'amélioration de l'efficacité énergétique des processus de production et des équipements des ménages sont, quant à elles, modestes.

Ce scénario impliquerait une diminution de la demande électrique de 56 % entre 2010 et 2050 (voir la Figure 5 de la page suivante).

Lorsque l'on étudie le mix technologique qui pourrait être déployé pour aboutir à cette évolution de la demande, et dans une hypothèse de sortie du nucléaire conjuguée aux options *low tech*, on peut noter que les technologies reposant sur l'usage de ressources fossiles, pourtant peu compatibles avec l'esprit de la décroissance, sont des passages obligés (voir la Figure 6 de la page suivante) ; le bilan émissif de cette vision en est donc pénalisé (voir la référence [17]).

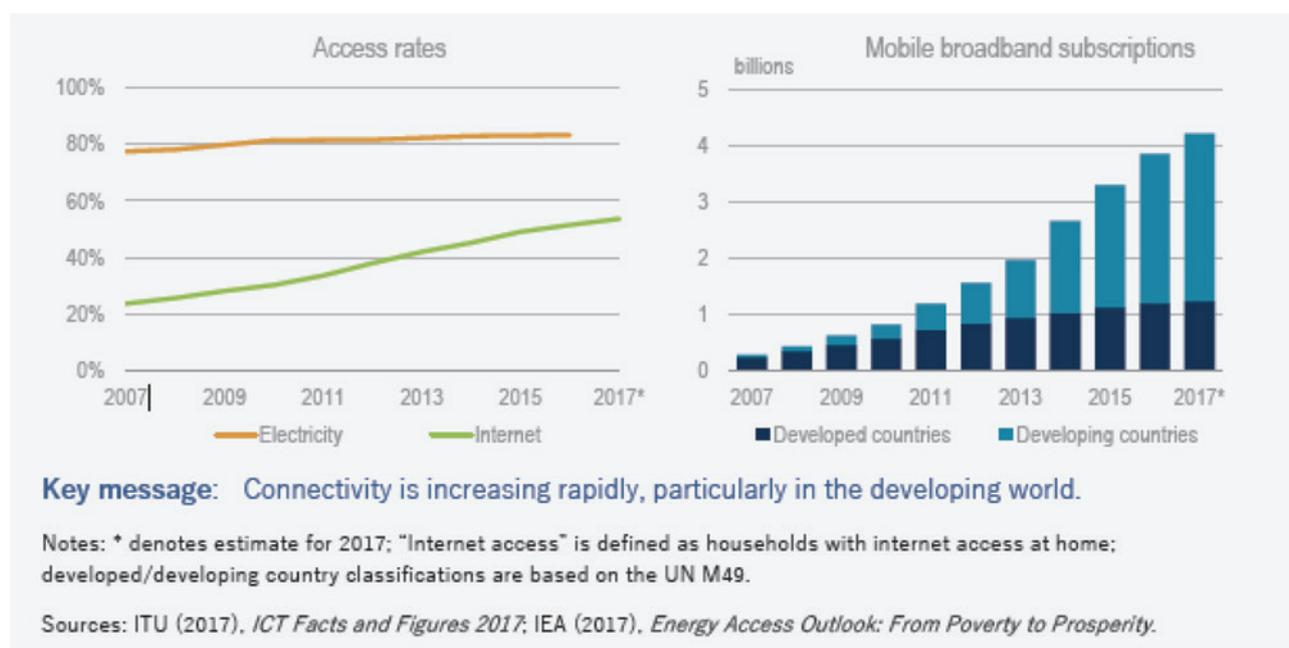


Figure 4 : Évolution de la connectivité (Source : [14]).

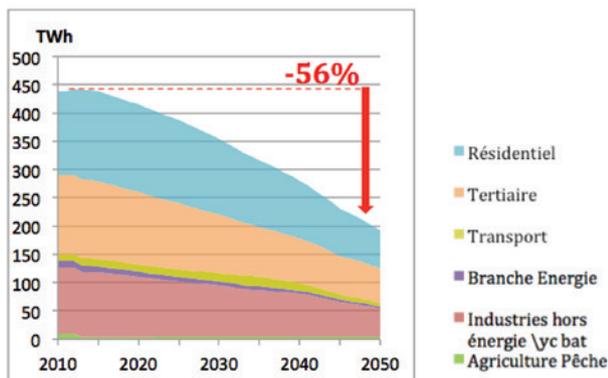


Figure 5 : Évolution de la demande d'électricité associée au scénario décroissance, en France. Une évaluation réalisée à l'aide d'un modèle macro-économique dédié (voir la référence [18]).

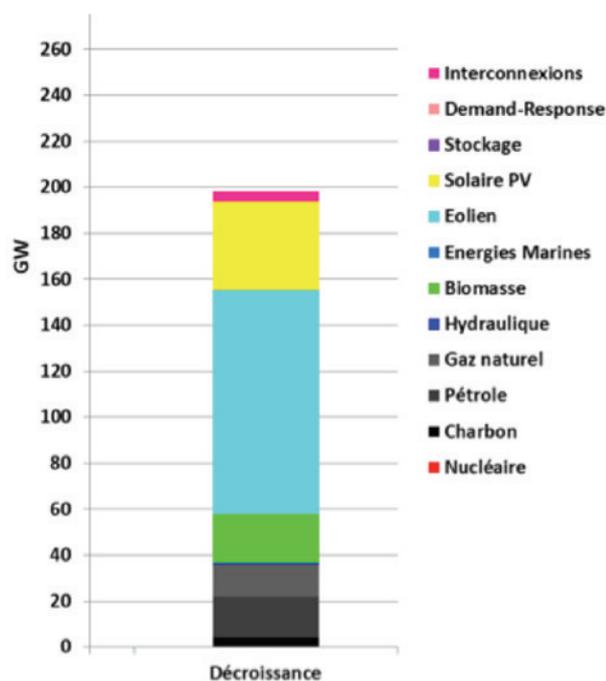


Figure 6 : Cumul des nouvelles capacités installées entre 2012 et 2050 pour un scénario électrique français de « décroissance » (voir la référence [17]).

Enrichir les visions pour mieux éclairer les décisions

Ce que nous avons voulu illustrer dans cet article, c'est que les choix techniques de la transition énergétique sont intimement liés aux choix d'évolution de notre société. Si toutes les solutions sont théoriquement envisageables, des éléments de contexte intangibles ne permettent pas de considérer que l'univers des possibles est complètement ouvert.

Cette exploration de visions du futur techno-centrées ou socio-centrées nous invite à tempérer le « caractère angélique » de ces différents schémas de pensée, en ce que chacun d'eux considère détenir « la » bonne solution.

Finalement, la recommandation que nous tirons de cette analyse est que la création d'un monde sans émissions de gaz à effet de serre est une entreprise qui doit recouvrir une dimension révolutionnaire visant à faire voler en éclats les silos (voir la référence [19]) : il ne s'agit pas simplement de réconcilier l'offre et la demande, il faut aussi les asso-

ciers, *a priori* en envisageant les changements nécessaires à la fois en matière sociétale et économique, ainsi que sur le plan des infrastructures et de leurs interactions.

Bibliographie

- [1] SOVACOO B. K. *et al.* (2015), "Integrating social science in energy research", *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 6, pp. 95-99.
- [2] CREUTZIG F. *et al.* (2018), "Towards demand-side solutions for mitigating", *Nat. Clim. Chang.*, vol. 8, Avril, pp. 260-271.
- [3] HIRSH R. F. & JONES C. F. (2014), "History's Contributions to Energy Research and Policy", *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 1, March, pp. 106-111.
- [4] MOBIR M. (2019), "Supportability of an 'All Electric' energy system A prospective study to 2050", report, École des Mines de Paris/Schneider electric, Mastère OSE.
- [5] "WEO 2018", <https://www.iea.org/weo2018/> (consulté le 17 avril 2019).
- [6] PETIT V. (2019), *The New World of Utilities: a historical transition towards a new energy system*, Springer.
- [7] Energy Transitions Commission (2017), "Better Energy, Greater Prosperity", "Achievable pathways to low-carbon energy systems", <http://www.energy-transitions.org/better-energy-greater-prosperity>
- [8] MAZURIC V. & MAÏZI N. (2007), "A global approach of electromagnetism dedicated to further long-term planning", *PAMM*, vol. 7, n°1, December, pp. 2130003-2130004.
- [9] BOUCKAERT S., ASSOUMOU E., SELOSSE S. & MAÏZI N. (2014), "A prospective analysis of waste heat management at power plants and water conservation issues using a global TIMES model", *Energy*, vol. 68, pp. 80-91.
- [10] DUBREUIL A., ASSOUMOU E., BOUCKAERT S., SELOSSE S. & MAÏZI N. (2013), "Water modeling in an energy optimization framework – The water-scarce middle east context", *Appl. Energy*.
- [11] BOUBAULT A., KANG S. & MAÏZI N. (2018), "Closing the TIMES Integrated Assessment Model (TIAM-FR) Raw Materials Gap with Life Cycle Inventories", *J. Ind. Ecol.*
- [12] BOUBAULT A. & MAÏZI N. (2019), "Devising Mineral Resource Supply Pathways to a Low-Carbon Electricity Generation by 2100", *Resources*, vol. 8, n°1, p. 33.
- [13] Minéralinfo (2018), « La production mondiale d'électricité : une empreinte-matière en transition », <http://www.mineralinfo.fr/ecomine/production-mondiale-deelectricite-empreinte-matiere-en-transition> (consulté le 17 avril 2019).
- [14] IEA (2017), "Digitalization & Energy", Paris.
- [15] LE GALLIC T. *et al.* (2017), "Future Demand for Energy Services through a Quantitative Approach of Lifestyles", *Energy*, vol. 141, December, pp. 2613-2627.
- [16] BRIENS F. & MAÏZI N. (2014), "Investigating the Degrowth Paradigm through prospective Modeling", *Ökologisches Wirtschaften*, vol. 29, n°3, p. 2.
- [17] MAÏZI N. & BRIENS F. (2018), « Envisager le futur énergétique : des aspirations sociétales aux enjeux techniques », *Reflets la Phys.*, n°60, pp. 49-51.
- [18] BRIENS F. (2015), « La décroissance au prisme de la modélisation prospective : exploration macroéconomique d'une alternative paradigmatique », thèse, École nationale supérieure des Mines de Paris.
- [19] FARMER J. D. *et al.* (2019), "Sensitive intervention points in the post-carbon transition", *Sci. Policy Forum*, vol. 364 (6436), March, pp. 132-134.

Les grands enjeux de la transformation du secteur des transports et de la mobilité durable

Par Didier HOUSSIN
IFPEN

Le secteur des transports doit faire face à des mutations profondes : il doit répondre à une demande de mobilité toujours croissante aussi bien pour le transport des biens que pour celui des personnes, tout en intégrant les contraintes environnementales locales, liées à la pollution et à la qualité de l'air, et globales, liées à ses émissions de CO₂ qui représentent un quart des émissions mondiales.

Ce secteur, toujours dépendant à hauteur de 90 % des carburants issus du pétrole, doit se transformer dans ses différents segments (véhicules, camions, bateau, avion...) et contribuer au développement des technologies bas carbone, comme les biocarburants, le gaz, le moteur électrique ou l'hydrogène.

Décarboner le secteur des transports pour construire une mobilité durable est un enjeu majeur qui nécessitera de repenser non seulement les motorisations et les carburants, mais aussi la gestion du trafic et de l'infrastructure, et demandera même une modification des comportements afin de pouvoir proposer les solutions pertinentes de demain.

Le secteur des transports et de la mobilité durable fait face aujourd'hui à de profondes mutations. Au niveau mondial, la demande de mobilité est en progression constante : celle-ci est en effet tirée par la croissance de la population et du niveau de vie en particulier dans les pays émergents, ainsi que par la mondialisation de l'économie qui s'est traduite par une augmentation continue des échanges de biens et de services.

Simultanément, la prise de conscience des conséquences du réchauffement climatique, causé par l'accumulation dans l'atmosphère des gaz à effet de serre, conduit les gouvernements à repenser leurs politiques dans le secteur des transports pour y limiter la hausse des émissions de CO₂.

Comment répondre à la demande croissante de mobilité tout en engageant une diminution forte de l'impact carbone de ce secteur encore très dépendant du pétrole ?

Les réponses à ce défi nécessitent de mobiliser des innovations technologiques dans l'offre de mobilité, de poursuivre l'amélioration des rendements et la baisse des émissions des moteurs thermiques, d'aller vers l'incorporation plus grande de carburants bas carbone comme les biocarburants ou les e-fuels. Mais il faut aussi engager des solutions en rupture comme l'électrification du secteur et la modification des comportements et des usages de mobilité.

Une forte demande de mobilité, mais des spécificités par segment

La demande d'énergie du secteur des transports, selon le scénario tendanciel proposé par l'AIE, devrait croître de plus de 1 % par an d'ici à 2040, dont 0,6 % pour le seul pétrole en dépit d'une hausse de 4 à 7 % de la part des énergies alternatives (les biocarburants, le GNV, le GPL⁽¹⁾ ou l'électricité). *A contrario*, c'est une baisse de l'ordre de 2 % par an de la demande de pétrole qui serait nécessaire pour respecter l'Accord de Paris et ainsi limiter la hausse des températures à moins de 2°C d'ici à la fin du siècle.

Même en tenant compte de la montée en puissance des substituts au pétrole, la demande de pétrole devrait progresser au total, selon le scénario central de l'AIE, de 11 Mb/j d'ici à 2040, dont 8 Mb/j pour le secteur des transports qui consomme actuellement 53 Mb/j, soit 56 % de la demande globale de pétrole (voir la Figure 1 de la page suivante).

Le transport individuel contribue peu à cette progression (+ 0,5 Mb/j d'ici à 2040) en dépit du doublement attendu du parc mondial qui pourrait atteindre les 2 milliards de véhicules au cours des vingt prochaines années. En effet, la hausse de la consommation dans les pays émergents

(1) GNV : gaz naturel pour véhicules ; le bioGNV est issu de la filière biogaz. GPL : gaz de pétrole liquéfié.

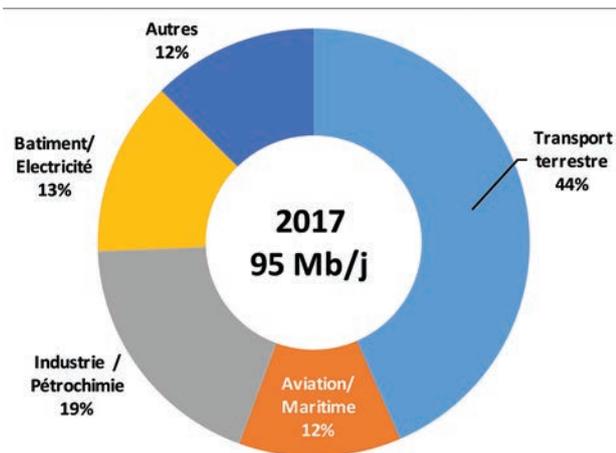


Figure 1 : Répartition par secteurs de la consommation mondiale de pétrole en 2017 (IFPEN, source AIE WEO 2018).

(+ 5,5 Mb/j) est compensée par un recul dans les pays occidentaux (- 5 Mb/j (voir la Figure 2 ci-contre)). Dans ces derniers pays, où la croissance du parc automobile est plus faible, ce recul reflète l'impact de motorisations plus performantes, ainsi que la montée en puissance des substituts aux produits pétroliers et l'essor des véhicules électriques.

En ce qui concerne les autres segments du transport, les progressions attendues de la demande sont le résultat direct de la croissance économique mondiale. C'est le cas pour le transport routier (+ 3 Mb/j environ), l'aviation (+ 3,4 Mb/j) ou le transport maritime (+ 1,4 Mb/j). La hausse annuelle pour ces deux derniers secteurs atteint 1,5 % par an, contre 0,7 % pour le transport par camion, des valeurs à comparer à une augmentation globale de la demande pétrolière de 0,5 % (voir la Figure 3 ci-après).

Une demande sous contrainte environnementale

Dans ce cadre, le premier enjeu pour le secteur des transports consiste à limiter sa dépendance au pétrole, qui at-

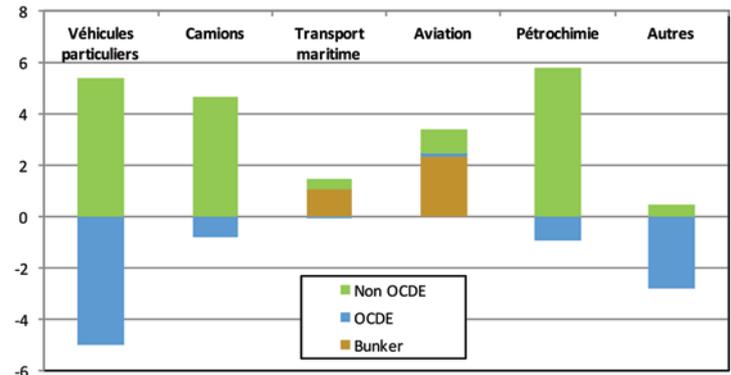
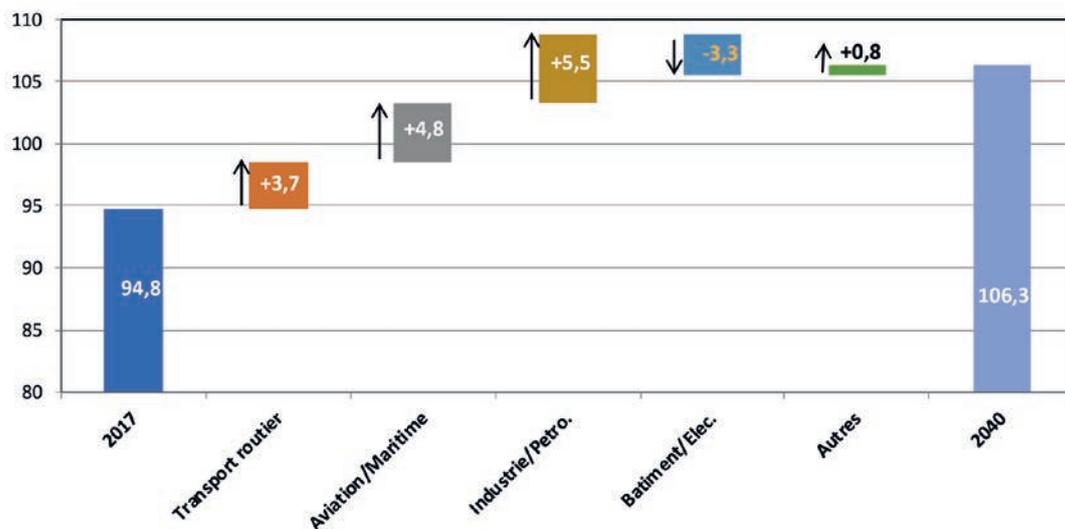


Figure 2 : Croissance attendue de la demande de pétrole par secteurs et par régions entre 2017 et 2040 (scénario « nouvelles politiques » de l'AIE) (IFPEN, source AIE WEO 2018).

teint actuellement 90 % au niveau mondial. L'atteinte de cet objectif permettrait un recours plus restreint aux ressources pétrolières et répondrait à la nécessité de réduire les impacts environnementaux tant locaux, liés à l'amélioration de la qualité de l'air (réduction des particules fines...), que globaux, liés au réchauffement climatique (CO₂).

S'agissant des émissions de CO₂, la part du transport dans le total des émissions varie fortement selon les régions, mais reste partout significative. Elle s'établit ainsi à 25 % au niveau mondial, avec plus de 30 % pour les pays industrialisés (28 % en Europe) contre seulement 16 % pour les pays émergents. Les perspectives futures sont également très contrastées : elles se traduisent par une baisse de 1,1 % par an d'ici à 2040 pour les pays occidentaux (- 1,6 % en Europe) et par une progression de 1,9 % par an pour les pays émergents, conséquence de la croissance démographique et de l'accroissement du niveau de vie constatés dans ces pays (voir la Figure 4 de la page suivante).

Ces évolutions tendanciellles ne sont évidemment pas en ligne avec l'Accord de Paris. Il faudrait qu'en 2040,



IFPEN, source AIE WEO2018

Figure 3 : Croissance attendue de la demande de pétrole par secteurs entre 2017 et 2040 (scénario « nouvelles politiques » de l'AIE) (IFPEN, source AIE WEO 2018).

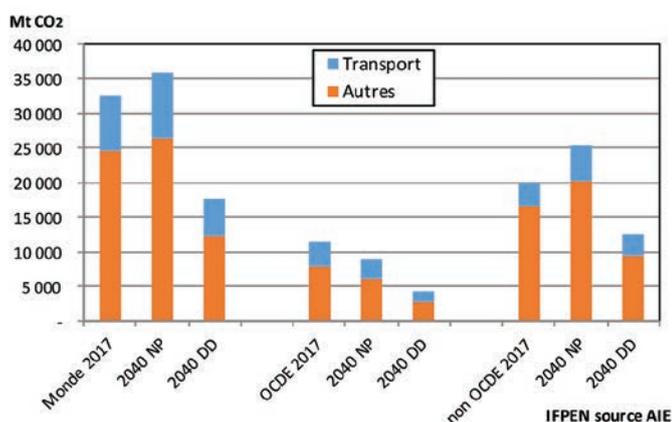


Figure 4 : Émissions mondiales et par régions de CO₂ en 2017 et 2040 (scénarios « nouvelles politiques » et « développement durable ») (IFPEN, source AIE WEO 2018).

les émissions du secteur des transports soient réduites respectivement de 50 % et 40 % pour chacun de deux groupes de pays précités. Cela suppose non seulement de substituer au pétrole des carburants bas carbone, mais aussi d'améliorer la performance des motorisations et de mieux gérer la demande.

Les biocarburants et les autres substituts aux produits pétroliers

Les contraintes en termes d'autonomie, de sécurité ou de puissance nécessaire sont très différentes selon le mode de transport considéré, qu'il soit individuel, routier, ferroviaire, maritime ou aérien. Mais en dehors du transport ferroviaire dans lequel les trois quarts du trafic passager empruntent des voies électrifiées, il existe un point commun entre les autres secteurs que nous venons de citer, à savoir leur forte dépendance aux produits pétroliers (essence, gazole ou kérosène). Cette situation est en grande partie liée aux avantages intrinsèques de ces produits : ils offrent une densité énergétique massive et volumique bien supérieure à la plupart des solutions alternatives et sont, de surcroît, liquides en conditions ambiantes, et donc facilement transportables.

Pour conserver ces avantages, tout en diminuant les émissions de CO₂, la transformation de biomasse en biocarburants (bioéthanol, biodiesel⁽²⁾ ou biokérosène) est une solution éprouvée. Ces biocarburants représentent actuellement une offre d'environ 2 Mb/j au niveau mondial, soit 3,3 % de la demande globale de carburants liquides.

La croissance de la production de biocarburants de première génération a été freinée au cours des dernières années par la priorité donnée aux débouchés alimentaires sur fond de hausse des prix des produits agricoles. Dans ce contexte, des technologies dites de deuxième génération (ou avancées) à base de biomasse lignocellulosique

(2) Le bioéthanol de première génération est obtenu par fermentation de produits agricoles comme la betterave, le blé, la canne à sucre ou le maïs. Le biodiesel est produit à partir d'huiles végétales, principalement de colza, de tournesol, de soja et de palme, ou bien de graisses animales, ou encore d'huiles usagées.

sont en cours de développement, principalement aux États-Unis, en Europe et en Asie. Des progrès en matière de baisse des coûts restent toutefois nécessaires pour envisager leur déploiement à grande échelle.

Si l'usage des biocarburants s'est surtout développé dans le secteur du transport routier, leur potentiel est également important dans les secteurs aérien et maritime en raison de l'absence d'alternatives envisageables pour limiter l'empreinte carbone de ces derniers.

Pour le secteur maritime, qui va connaître un durcissement des normes relatives aux émissions de soufre en 2020 et de CO₂ à moyen terme, les options retenues à court terme s'orientent vers une efficacité renforcée de la motorisation⁽³⁾, des procédés de désulfuration embarqués (*scrubbers*) et vers le choix de carburants moins soufrés, comme le fioul BTS⁽⁴⁾ ou le gazole marin. Mais d'autres ressources sont envisagées, en particulier le gaz naturel, qui commence à pénétrer ce marché, ou l'hydrogène, mais à un horizon plus lointain. Le transport routier de marchandises explore également ces voies afin de réduire ses émissions de CO₂.

L'ensemble de ces solutions sont également envisageables pour les véhicules particuliers. Le GNV ou le GPL (et leurs versions bio) font ainsi partie des solutions proposées, mais elles restent cependant d'application limitée au niveau mondial (2 % du parc pour le GNV). Une voie nouvelle connaît en revanche un essor rapide, celle du véhicule électrique.

Vers l'électrification de la mobilité

L'électrification du groupe motopropulseur (véhicules électriques à batteries ou hybrides) est une solution technologique qui peut à terme remplacer le moteur à combustion interne. Si les ventes mondiales ont dépassé le million d'unités en 2017, et les 2 millions en 2018, le parc mondial reste néanmoins confidentiel avec 5 millions de véhicules (0,5 %) répartis essentiellement entre l'Europe, les États-Unis et la Chine. Ce dernier pays a engagé, à travers une politique publique volontariste, une électrification marquée de son parc automobile.

Les progrès attendus, en particulier pour réduire les coûts et renforcer la densité énergétique des batteries, pourraient permettre d'accélérer le déploiement des véhicules électriques. L'AIE anticipe ainsi un parc de 40 millions de véhicules en 2025 et de 300 millions en 2040. La voie électrique séduit aussi fortement le secteur des deux-roues et constitue une opportunité pour les véhicules utilitaires légers ou les autobus. Il reste cependant encore des freins importants, qu'il s'agisse du coût d'achat des véhicules, du bilan CO₂ en fonction du mix électrique utilisé ou de la disponibilité à terme des ressources minières nécessaires, à l'image du cobalt ou du lithium, à des conditions économiques et environnementales acceptables.

(3) L'Organisation maritime internationale (IMO) a adopté en 2011 un index (Energy Efficiency Design Index ou EEDI) visant à définir un seuil minimum de consommation énergétique par tonne transportée.

(4) BTS : basse teneur en soufre.

Une autre voie d'électrification des véhicules est le recours à l'hydrogène transformé en électricité *via* une pile à combustible. En termes d'autonomie et surtout de durée de recharge, ce type de véhicules est comparable aux véhicules thermiques traditionnels. Néanmoins, outre la concurrence du véhicule électrique équipé de batteries et la question de la construction des infrastructures de transport et de distribution nécessaires, les principaux obstacles à surmonter sont liés au prix actuel des piles à combustible et surtout aux coûts de production de l'hydrogène décarboné par électrolyse de l'eau.

La montée en puissance de ces carburants alternatifs et de l'électrification aurait pour effet, selon le scénario central de l'AIE, de réduire, au niveau mondial, de 10 % la part des produits pétroliers dans le secteur des transports en 2040. Ils continueraient néanmoins à représenter plus de 80 % de la demande ; pour mémoire, leur part est actuellement de plus de 90 %. Il faudrait abaisser cette part à 60 % en 2040 pour être en ligne avec l'Accord de Paris.

Ces données chiffrées sont à peu près du même ordre de grandeur que l'on considère les pays émergents ou les pays industrialisés, notamment européens. Pour contenir la dépendance du secteur des transports au pétrole, il faut donc accélérer le déploiement de carburants plus performants, tout en améliorant non seulement l'efficacité des motorisations mais aussi la gestion de la mobilité.

Vers une nouvelle gestion de la mobilité

Transformer les usages et la gestion du trafic sont des choix retenus par exemple par le secteur de l'aviation qui se propose, dans le cadre de l'OACI⁽⁵⁾, de réduire de 50 % ses émissions en 2050 par rapport à celles de 2005. Pour y parvenir, elle a adopté une approche multiple reposant sur quatre piliers : l'amélioration de l'infrastructure, englobant l'utilisation de systèmes modernisés de gestion du trafic aérien, l'adoption d'un système unique de compensation des émissions de CO₂⁽⁶⁾, une plus grande efficacité des opérations aériennes et, au-delà de l'usage de nouvelles technologies de motorisation, le déploiement de carburants « durables ».

Ces pistes prennent une autre forme dans le secteur du transport routier de marchandises : en effet, les opérateurs de ce secteur étudient également les moyens d'améliorer l'efficacité de leur gestion, en y incluant la conduite et la logistique en complément de l'approche moteur/carburants (GNV, bioGNV, GNL...). L'usage des technologies de l'information et du numérique sera mobilisé pour y parvenir. En Europe, ces développements sont encouragés dans la perspective de l'adoption de nouvelles normes visant à réduire de 30 % les émissions de CO₂ des camions et des autocars neufs d'ici à 2030.

(5) OACI : Organisation de l'aviation civile internationale.

(6) Le secteur considère que la mise en place de taxes régionales non harmonisées serait moins efficace.

Une approche similaire est retenue pour le secteur des transports en France à travers le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, laquelle est fondée sur « une évolution conjointe des trafics, des gains de performance énergétique des véhicules et du mix énergétique⁽⁷⁾ ». En matière d'évolution du trafic, cela repose sur le déploiement de transports collectifs, sur la maîtrise de la demande de mobilité, en concertation en particulier avec les entreprises, ou encore sur une offre de mobilité multimodale performante. Cette dernière est rendue possible par les nouvelles technologies du numérique qui vont permettre une meilleure gestion des données au service de l'utilisateur.

Aujourd'hui, par exemple, on voit se multiplier des applications proposant de modifier sa conduite ou encore de partager un véhicule ouvrant par là même la voie à de nouveaux usages de mobilité. Ainsi, au-delà de la possession d'une voiture particulière, la mobilité, notamment urbaine, devient un service combinant transport en commun, véhicules partagés, véhicules avec chauffeur et usage du vélo (partagé ou non, et notamment à assistance électrique). Demain, l'avènement des véhicules communicants puis autonomes, sous réserve de lever différents verrous technologiques, législatifs et humains, offrira la possibilité d'une gestion plus fluide du trafic routier, et donc d'une réduction des consommations.

Mais certains s'inquiètent déjà de conséquences potentiellement néfastes : effet « rebond » possible induisant plus de trafic, impact sur les ressources minières, ou accroissement de l'appel au *Big Data* lequel est très consommateur d'énergie. Un questionnement légitime qu'il convient d'intégrer en pensant aux solutions de demain pour la mobilité.

Adapter les infrastructures nécessaires : l'« intendance » suivra-t-elle ?

Dans ce foisonnement d'options envisageables pour le secteur des transports, il reste une condition indispensable à leur éclosion, à savoir l'adaptation des infrastructures de distribution des carburants alternatifs, que ce soit le GNV, le GPL, l'électricité, voire l'hydrogène.

En Europe, une directive datant de 2014 a demandé aux États membres de réfléchir à l'évolution de ces sources d'énergie dans le secteur des transports *via* la définition d'un cadre d'action national. La France a publié le sien en 2017 pour fixer les bases du développement de ces carburants.

En France, la structuration du réseau de distribution varie selon le carburant : si le réseau de distribution du GPL est déjà structuré et utilisé, la recharge des véhicules électriques nécessite des points de recharge chez les particuliers, sur les lieux de travail ainsi que sur le domaine public. Les points de recharge en hydrogène se structurent en premier lieu pour répondre aux besoins de

(7) Source : projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), janvier 2019.

flottes captives identifiées. Le GNL maritime nécessite, quant à lui, un développement spécifique lié à une utilisation en tant que carburant marin, tandis que le réseau de distribution du GNV se développe dans le cadre d'une vision européenne⁽⁸⁾.

Il s'agit de pouvoir conjuguer harmonieusement le développement de la production de véhicules alternatifs avec celui d'un réseau de distribution adapté. Le soutien des pouvoirs publics et des collectivités territoriales ainsi que le déploiement de flottes captives constituent une première étape pour initier le mouvement. Il reste des questions de financement à résoudre⁽⁹⁾, voire des choix stratégiques à faire, par exemple, choisir entre le déploiement d'un réseau de recharge électrique ou celui d'un réseau de distribution d'hydrogène. Ces deux solutions seront-elles complémentaires à terme ou s'excluront-elles

(8) Source : projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), janvier 2019.

(9) En France, les coûts liés à la mise en place d'une infrastructure de bornes de recharge et de stations hydrogènes sont évalués entre 30 et 100 milliards d'euros sur vingt ans dans le cadre de scénarios d'arrêt des ventes de véhicules thermiques en 2040 (Rapport OPECST, mars 2019).

mutuellement au regard des coûts induits ?

Une mobilité à repenser

Le secteur des transports est confronté à des transformations majeures non seulement en matière énergétique et environnementale, mais aussi de sécurité. Il s'agit de repenser les motorisations, les carburants, la gestion, et de modifier les comportements afin de proposer les solutions pertinentes de demain.

Les enjeux comme les implications sont considérables : des enjeux technologiques à l'évidence, mais aussi des enjeux industriels, avec des implications sur la compétitivité et les emplois, et des enjeux sociétaux. Une nouvelle géopolitique de l'énergie pourrait aussi se dessiner, non plus fondée sur la production d'hydrocarbures, mais sur la détention des innovations technologiques et des ressources minières nécessaires aux énergies alternatives.

L'ensemble de ces interrogations devront être prises en compte afin de peser les avantages et les risques inhérents aux technologies qui seront retenues et déployées. En tout état de cause, la recherche et l'innovation auront un rôle majeur à jouer pour imaginer et concevoir la mobilité du futur, laquelle devra être à la fois plus sûre, plus performante et plus respectueuse de l'environnement.

La neutralité carbone : opportunités et risques pour l'industrie française

Par Michel GUILBAUD

Directeur général du MEDEF

La France est l'un des premiers pays au monde à avoir inscrit dans sa législation un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Il s'agit d'une perspective très ambitieuse qui s'inscrit dans le cadre mondial (Accord de Paris, rapport du GIEC sur la limitation du réchauffement climatique à 1,5°C en 2100) et européen (feuille de route vers une économie bas carbone). Pour la France, qui a pris une longueur d'avance, l'enjeu central consiste à mobiliser le potentiel de l'ensemble des secteurs et à accroître la capacité de notre pays à développer et à exporter des solutions et des technologies bas carbone sur les marchés mondiaux. Cela suppose des transformations majeures, voire radicales, de notre modèle économique et social, une acceptation de la part des consommateurs de l'évolution radicale des modes de vie, une anticipation des effets de transfert en matière d'emplois et de compétences, et des conditions de concurrence équitables.

La France doit définir une trajectoire réaliste et évaluer son impact

L'ambition de neutralité carbone doit permettre de répondre au constat posé par la communauté scientifique. Il convient de noter qu'en dépit d'engagements récents, notamment lors de la COP24 ou l'annonce par la Commission d'une feuille de route européenne, la France (0,9 % des émissions mondiales) est relativement isolée dans son ambition de l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Comme le suggère la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), une mobilisation européenne et mondiale est nécessaire. Cette stratégie insiste à juste titre sur la nécessité d'une volonté internationale et de l'adoption de mesures de protection. Ces deux approches sont des conditions de la réussite de la politique française en la matière.

Le MEDEF salue le fait que la vision de la France pour atteindre cet objectif ne soit pas considérée comme unique et figée, mais au contraire dynamique et ouverte, dans l'esprit des clauses de revoyure introduites par le dispositif de pilotage prévu par la loi pour la transition énergétique, notamment pour tenir compte de l'évolution de la conjoncture économique, du contexte européen et international, des politiques conduites par d'autres pays, des prix de l'énergie... Ce pilotage doit être pragmatique et tenir compte du fait que les entreprises qui définissent et mettent en œuvre les solutions pour répondre à la transition énergétique ont un rôle clé à jouer. Elles doivent donc être associées aux décisions. À cet égard, l'absence de représentants d'entreprises dans le Haut Conseil pour le climat est problématique et doit être corrigée.

Cette même approche doit conduire à identifier et à comparer entre elles des trajectoires réalistes pour atteindre l'objectif final, une trajectoire linéaire n'étant sans doute pas pertinente. Il convient également d'associer à chaque trajectoire une étude d'impact complète sur les coûts de l'énergie, les besoins de financement associés, la compétitivité des entreprises, les impacts sur les territoires et les ménages (notamment en termes de pouvoir d'achat et de potentiel de mobilité), ainsi que sur les externalités.

Pour permettre aux acteurs d'anticiper les évolutions à venir, il faut absolument renforcer les études d'impact qui explicitent les conséquences économiques et sociales de l'objectif de neutralité carbone : combien ça coûte, qui paie, qui va en bénéficier ? Quelles activités, quelles catégories d'acteurs vont être les gagnants ou les perdants de cette transition : quels ménages, quels emplois, quelles entreprises, quels secteurs ? Comment et sur quelle durée les transitions nécessaires vont-elles être accompagnées ? Comment déployer concrètement les différents outils : contrats de transition écologique, plan de programmation des emplois et compétences ? Quelles sont les conséquences d'une délocalisation industrielle en matière d'empreinte carbone ? Répondre à ces questions est indispensable.

La question du financement est centrale

Pour les entreprises, l'absence de description des conditions de financement des mesures reste problématique. Aucun détail n'est apporté sur le coût effectif de certaines



Réseau de chauffage urbain de la ville de Châlon-sur-Saône : chaufferie communale au bois de 130 mégawatts.

« L'argent public ne doit pas servir à financer les produits importés, pour éviter que des mesures *a priori* vertueuses génèrent des effets contreproductifs sur l'industrie, mais au contraire favoriser le développement de filières industrielles françaises (chaleur renouvelable, batteries...). »

mesures et la répartition de la charge entre le contribuable et l'utilisateur, notamment les ménages. Les annonces de fermetures de sites industriels (nucléaire, charbon...) et la perspective d'évolutions radicales (par exemple, la fin de la vente des véhicules thermiques en 2040, sortie des énergies fossiles pour les ménages et les entreprises...) renvoient à des objectifs chiffrés définis sans étude d'impact économique et social. Or, les secteurs concernés représentent une part conséquente de l'emploi en France. Selon l'Observatoire de la métallurgie, 10 000 à 15 000 emplois sur 37 500 liés à la filière diesel sont menacés à très court terme. Il est indispensable d'associer l'ensemble des secteurs aux concertations (contrats de transition écologique), d'évaluer les impacts, d'anticiper les transitions professionnelles, les besoins de formation et de reconversion. Il faut dans cet esprit éviter toute notion d'irréversibilité et être pragmatique si les transitions à anticiper s'avèrent, au vu des études d'impact robustes à conduire, dommageables pour la compétitivité du pays, les bassins d'emploi, les territoires et l'empreinte carbone de la France. Il faut expliquer comment les transitions nécessaires vont être accompagnées pour les industriels et les emplois impactés, et clarifier, en particulier, la politique d'aide à la reconversion.

Plus globalement, nous avons une responsabilité collective dans l'utilisation optimale des ressources publiques et ainsi accélérer la transition écologique. La France a dé-

pensé 79 milliards d'euros pour produire 15 TWh d'électricité renouvelable entre 2013 et 2017, alors que la Suède a produit 10 TWh d'électricité renouvelable avec seulement 1,5 milliard d'euros d'argent public. La Suède a décidé de ne retenir que les projets les plus rentables. L'argent public ne doit pas servir à financer les produits importés, pour éviter que des mesures *a priori* vertueuses génèrent des effets contreproductifs sur l'industrie, mais au contraire favoriser le développement de filières industrielles françaises (chaleur renouvelable, batteries...). Il faut financer en priorité et sans *a priori* technologique les dépenses (concernant entreprises, collectivités et ménages) les plus rentables en termes de bénéfice environnemental (ce qui compte, c'est le coût de chaque tonne de dioxyde de carbone évitée).

Produire en France, c'est lutter contre le changement climatique

Conforter notre atout climatique doit passer par le fait de favoriser le « produire en France ». La lutte contre le changement climatique implique une réduction de l'empreinte carbone de la France. La prise en compte de cette approche est indispensable. Elle a des effets positifs en matière de protection des productions domestiques face aux importations. Il est donc regrettable que les hypothèses de la DGEC, établies sur la base d'une croissance économique faible, tablent de fait sur l'absence d'ambition

industrielle de la France. Une étude de sensibilité doit être réalisée. Si une telle hypothèse de stagnation de l'industrie peut sembler à même de faciliter *a priori* l'atteinte des objectifs nationaux en matière de réduction des émissions nationales, elle limite l'effet des efforts français dans la lutte contre le réchauffement climatique et réduit le potentiel de croissance économique nécessaire à l'atteinte de cet objectif dans de bonnes conditions.

Il est possible pour la France de concilier respect des objectifs climatiques, croissance économique, compétitivité et croissance industrielle. Pousser à développer l'innovation, accélérer la recherche et le développement de filières industrielles bas carbone, sont autant d'outils qu'il ne faut surtout pas négliger quand on se projette sur le long terme. C'est cette perspective qui doit s'imposer à la suite des exercices prospectifs de la SNBC. La synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat parle de « transition souhaitable pour les citoyens et bonne pour l'économie », ce qui est en contradiction avec la baisse de la part de l'industrie dans le PIB prônée dans le scénario central (de 11 à 10 % en 2050). Or, la variante « réindustrialisation » de ce document ferait passer la part de l'industrie à 16 % en 2050 et permettrait de diminuer l'empreinte carbone de 3 à 10 %. La France doit privilégier cette variante et en faire un scénario central si elle veut conjuguer atteinte des objectifs climatiques, maîtrise de son empreinte carbone et maintien d'une base industrielle forte sur notre territoire, seul gage de compétitivité, de croissance et d'emploi.

La France doit à la fois maintenir une industrie forte sur son territoire et réconcilier climat et commerce international. Or, l'industrie est le premier secteur en termes de réduction des émissions de CO₂ (- 46 % entre 1990 et 2016), notamment grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique et environnementale de ses procédés. En revanche, le niveau total de l'empreinte carbone (678 Mt de CO₂ - eq) est largement supérieur à celui des émissions domestiques. L'empreinte carbone a augmenté de 11,4 % depuis 1995. Les émissions liées aux importations ont notamment augmenté de 87 % sur cette même période. Il est donc nécessaire de renforcer les mécanismes de compensation pour garantir les conditions d'une concurrence équitable aux industries fortement consommatrices d'énergie. En parallèle, la réflexion doit se poursuivre sur les moyens les plus efficaces de réduire l'empreinte carbone des importations.

Assurer des conditions de concurrence équitables aux entreprises françaises

La mise en œuvre effective de l'Accord de Paris par les principaux pays signataires et la promotion de prix du carbone (taxes ou marchés de quotas) dans le monde doivent rester des priorités fortes de la France. Le niveau de protection des secteurs exposés (coûts directs et indirects, fiscalité *via* la TICPE ou la TICGN...) doit être ajusté en fonction du niveau d'ambition climatique de nos partenaires mondiaux. Il est nécessaire de pérenniser les dispositifs actuels : au niveau français, le chapitre Compétitivité de la loi Transition énergétique, et, au niveau eu-

ropéen, l'utilisation des possibilités offertes par la révision, en 2019, par la Commission européenne, des lignes directrices relatives aux aides d'État. Les choix en matière d'utilisation des recettes françaises issues du système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU ETS) doivent également refléter ces choix, puisque, pour l'heure, l'affectation de fonds à l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) est sans rapport direct avec les objectifs de décarbonation inhérents au système précité. La perspective de la révision précitée doit être l'occasion pour la France de contribuer à définir un cadre ambitieux dans ce domaine.

L'inclusion du critère climatique dans les accords de libre-échange est une piste à approfondir. Le Président de la République, Emmanuel Macron, a annoncé à plusieurs reprises que la France souhaitait lier davantage climat et commerce en ouvrant la possibilité de sanctions commerciales en cas de non-respect de l'Accord de Paris sur le climat. Le succès diplomatique de la France qu'est l'adoption de cet Accord par cent quatre-vingt-seize pays, dont les États-Unis – même si ceux-ci ont annoncé leur retrait – et la Chine, doit beaucoup à son caractère volontaire. En cherchant à définir un régime de sanctions, l'Union européenne doit pouvoir éviter que nos partenaires mondiaux soumettent à l'ONU des engagements climatiques moins ambitieux.

Des débats ont été initiés par la France sur la mise en place d'une taxe carbone aux frontières ou d'un mécanisme d'inclusion carbone (MIC). Une approche complémentaire pourrait consister à mettre en place des « clubs carbone », des groupes de pays ambitieux en matière climatique qui appliqueraient des sanctions commerciales à l'encontre des pays tiers qui ne respecteraient pas l'Accord de Paris. Ces concepts, intéressants dans leur principe, nécessitent de surmonter plusieurs défis : définition du contenu carbone des produits importés, mesures de rétorsion commerciales, coût pour les industriels qui importent une partie de leurs produits. Ils impliquent également de garantir aux secteurs industriels exposés à des fuites de carbone un régime qui leur assure des conditions de concurrence équitables.

La fiscalité écologique : définir des conditions d'acceptation

Aux côtés d'autres leviers, l'instrument fiscal peut être un levier de renforcement de notre atout climatique en préservant la compétitivité et le pouvoir d'achat. L'outil fiscal doit être utilisé de façon complémentaire aux autres mécanismes. Or, la situation récente en France met en lumière quatre éléments. Premièrement, un ras-le-bol fiscal face au poids sans commune mesure des prélèvements obligatoires dans notre pays qui détient en la matière le record au niveau de l'OCDE avec 45 % de prélèvements obligatoires en 2017. Deuxièmement, une réaction à des mesures dont la finalité climatique n'était pas clairement perçue. Il est donc indispensable d'annoncer les mesures fiscales prises de façon concomitante aux politiques d'accompagnement pour en améliorer la compréhension et l'acceptabilité. Troisièmement, la perception d'une volonté d'engager une transition trop rapide, sans tenir compte

de la capacité d'adaptation des différents acteurs. Quatrièmement, une transition qui pèse sur certains acteurs qui n'en perçoivent pas les bénéfices : changement de véhicule, rénovation des logements...

Le MEDEF est en faveur de l'adoption, en France, d'une trajectoire de taxe carbone de long terme, en parallèle au signal-prix généré par l'EU ETS. Il considère que la fiscalité écologique peut concourir à l'atteinte des objectifs environnementaux, à condition que les dispositifs respectent un certain nombre de critères.

Dans le contexte français, une telle fiscalité ne peut s'envisager qu'accompagnée de baisses concomitantes d'autres impôts, dans une trajectoire globale de baisse de la fiscalité. Accroître la charge fiscale déjà très élevée qui pèse sur les entreprises en France serait contre-productif. Un euro de taxe carbone en plus doit *a minima* correspondre à un euro de prélèvements en moins sur les mêmes contribuables, entreprises et ménages. Elle doit être annoncée de façon concomitante aux politiques d'accompagnement pour en améliorer la compréhension et l'acceptabilité. Or, ce n'est pas le cas, puisque la communication sur la fiscalité est déconnectée de celle sur les incitations : aides à la rénovation, primes à la conversion pour l'achat de véhicules moins polluants, dispositifs pour les ménages en situation de précarité... Elle doit également faire l'objet, en amont, de véritables études de leur impact socio-économique et environnemental, et, en aval, d'évaluations des effets de la mise en œuvre de cette fiscalité, notamment ses effets sur l'atteinte des objectifs économiques et environnementaux.

Une telle fiscalité doit privilégier le niveau européen chaque fois qu'une disposition uniquement nationale pénaliserait les seules entreprises françaises. Elle doit également être flexible dans le temps pour prendre en compte les progrès techniques susceptibles de répondre à l'objectif des mesures : une fiscalité écologique (ou une réglementation) ne doit être choisie que s'il n'existe aucune voie technologique permettant de répondre à l'objectif. De même, l'évolution du mix énergétique vers un vecteur en priorité dégraderait la sécurité d'approvisionnement. Les taxes environnementales doivent aussi être compatibles avec le niveau technologique existant et ne pas poursuivre l'objectif du seul rendement budgétaire : aucun dispositif fiscal ne doit être institué lorsque les acteurs utilisent les meilleures techniques disponibles. Cette fiscalité doit rester cohérente avec les autres instruments économiques

visant le même but : il faut, par exemple, exclure le cumul entre réglementation et fiscalité. Doivent être privilégiées les mesures incitatives, telles que les crédits d'impôts environnementaux.

Il convient également d'harmoniser la fiscalité du carbone au niveau européen pour éviter les effets sur la compétitivité de l'économie française. Pour mémoire, seules les émissions industrielles et la production d'électricité sont couvertes par le système européen d'échange de quotas de CO₂. Pour initier la démarche d'harmonisation en la matière, un premier pas vers l'instauration d'un prix du carbone en Europe pour les autres secteurs d'activité (bâtiment, transports...) serait d'unifier le niveau de taxe carbone pesant sur les carburants et mettre fin aux forts écarts constatés d'un pays à l'autre : la Commission œuvre depuis plusieurs années à une harmonisation qui se heurte pour l'instant à des oppositions nationales.

En conclusion : pour réussir la transition, les entreprises ont besoin d'un cadre clair

La lutte contre le changement climatique est pour les entreprises un objectif central, un défi majeur et une source de risques et d'opportunités. La décarbonation compétitive de notre économie doit permettre le renforcement de nos filières d'excellence et la transformation des *business models*. Pour réussir cette transition, les conditions de sa mise en œuvre sont déterminantes : part des investissements publics et privés, prix de l'énergie, prix du carbone, focalisation sur l'empreinte carbone et non sur les seules émissions domestiques, fiscalité, réglementation... De très nombreuses filières sont concernées : fournisseurs et distributeurs d'énergie, réseaux de transport et de distribution, acteurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, les transports et l'industrie, acteurs du numérique, entreprises consommatrices, notamment les industriels énérgo-intensifs exposés à la concurrence internationale... Ces entreprises ont besoin d'un cadre clair : outils de renforcement de la compétitivité, signaux pour l'innovation, accompagnement des transitions professionnelles et des évolutions économiques et sociales, évaluation des conditions de financement. Pour réussir, le pilotage de cette transition doit mettre en cohérence l'ambition avec les moyens, en adapter le rythme, et tenir compte de la situation climatique et économique de la France ainsi que des coûts pour chacun des acteurs.

Chauffage et climatisation : enjeux et opportunités en France, en Europe et dans le reste du monde

Par Thibaut ABERGEL
et Maxine JORDAN
AIE

Près de 70 % de la consommation énergétique du secteur du bâtiment en France (et près de 40 % dans le monde) émanent des besoins en chauffage et climatisation. Ces usages très énergivores sont la source de multiples problématiques environnementales et économiques, ainsi que de notre dépendance aux énergies fossiles. L'un des enjeux majeurs de la transformation des besoins en chauffage et climatisation consiste à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de près de 90 % d'ici à 2050 au niveau mondial, en développant de nouvelles filières. Rénovations à grande échelle, déploiement des équipements efficaces et bas carbone et flexibilité seront les maîtres mots pour parvenir à une transition écologique, responsable et économiquement viable.

En France, le chauffage et la climatisation représentent 70 % de la consommation d'énergie finale du secteur du bâtiment, soit plus de 30 % de la consommation totale tous secteurs confondus (ADEME, 2018). La multiplication des vagues de froid et des canicules, ainsi que la longue durée de vie des bâtiments peu performants déjà construits présagent déjà des nombreux enjeux à venir. Réduction des émissions de CO₂, amélioration du confort thermique, maintien de la stabilité du réseau électrique, ce sont là autant de défis à relever. Étant donné le mix technologique actuel et l'ampleur des besoins futurs en chauffage et climatisation, le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réduction des émissions de CO₂ est considérable.

Chauffage et climatisation des bâtiments : une transformation nécessaire

Au niveau mondial, le secteur du bâtiment est responsable de près de 28 % de la consommation d'énergie finale et de 30 % des émissions liées à l'énergie (AIE-ONU Environnement, 2018). Le chauffage et la climatisation pèsent lourd dans ce bilan. Près de 4,1 gigatonnes de CO₂ (GtCO₂) ont été émises en 2018 au titre de ces usages, ce qui équivaut à deux fois les émissions de l'Inde, tous secteurs confondus. Pourtant, en 2050, le respect des objectifs climatiques nous incite à maintenir les émissions de tout le secteur du bâtiment en-deçà de 1,2 Gt.

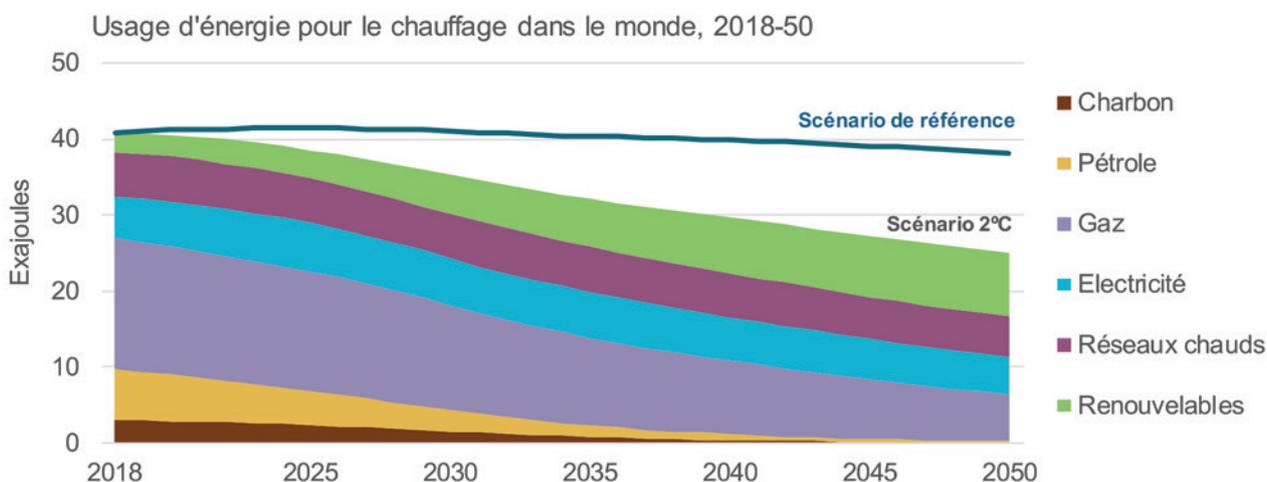
En France, les besoins thermiques, notamment en chauffage, sont tels que les bâtiments représentent près de

45 % de l'énergie finale en France, bien loin devant les transports qui en consomment environ 31 % (ministère de la Transition écologique et solidaire, 2016). Produire de la chaleur et du froid de manière soutenable est donc une priorité tant au niveau de la France qu'à l'échelle mondiale pour satisfaire aux Accords de Paris.

Chauffage : le règne des équipements fossiles et résistifs

Malgré la faible teneur en carbone de l'électricité, la production de chaleur pour répondre aux besoins des bâtiments en France est assurée en grande partie par la combustion de gaz naturel et de pétrole. Près de 40 % des ménages utilisent le gaz, tandis que 6 % se chauffent au fioul domestique (ADEME, 2018). Le recours aux combustibles fossiles pour le chauffage est de fait aujourd'hui la première source d'émissions parmi tous les usages du secteur du bâtiment.

La tendance observée en France s'accroît au niveau mondial, où près des deux tiers des besoins en chaleur des bâtiments sont fournis par du gaz naturel, des produits dérivés du pétrole ou du charbon. Alors que les combustibles fossiles engendrent l'émission de près de 1,75 GtCO₂ chaque année, les équipements électriques restent pour la plupart résistifs. Les équipements électriques plus efficaces tels que les pompes à chaleur ne fournissent que 3 % des besoins en chaleur au niveau mondial (AIE, 2019).



Climatisation : une perspective de croissance inquiétante

À l'échelle du globe, la climatisation est de loin l'usage affichant la plus forte croissance dans le secteur du bâtiment. En moyenne, 10 climatiseurs seront vendus chaque seconde au cours des trente prochaines années. En 2050, près des deux tiers des foyers dans le monde posséderont un climatiseur. Même en France, les ventes de climatiseurs pourraient doubler d'ici à 2030, et quadrupler d'ici à 2050 (AIE, 2018).

Les politiques actuellement en place ne sauraient réduire cette croissance de manière significative. L'efficacité saisonnière des équipements vendus en Europe, bien que supérieure à la moyenne mondiale, reste autour de 5, soit en-deçà des niveaux atteints par les appareils les plus efficaces. D'ici à 2050, l'achat et l'utilisation accrue des climatiseurs par les ménages et les bâtiments tertiaires devraient faire bondir la consommation d'électricité mondiale à un niveau sans précédent : ainsi, 6 200 TWh pourraient être consommés en 2050 pour climatiser les bâtiments, soit trois fois plus qu'aujourd'hui (AIE, 2018).

Conception des bâtiments : des ambitions écologiques variées

La France se veut ambitieuse en matière de performance thermique des nouvelles constructions. C'est l'un des seuls pays à imposer des normes de construction très strictes, compatibles avec la notion de bâtiment « zéro-énergie ». En d'autres termes, la consommation d'énergie primaire des nouvelles constructions doit être inférieure à la quantité d'énergie renouvelable produite au sein de celles-ci. La France s'est également fixé l'objectif ambitieux d'améliorer la performance énergétique de 500 000 bâtiments par an, jusqu'en 2050 (Légifrance, 2015). Le nombre de bâtiments rénovés augmente d'année en année, passant de 81 000 en 2017 à 94 000 en 2018 (ANAH, 2019).

Ces tendances contrastent fortement avec l'élan impulsé à l'échelon mondial en faveur de l'amélioration de la performance énergétique du bâti. Alors que le parc mondial de bâtiments va presque doubler en surface au cours des trente prochaines années, deux constructions sur trois seront réalisées dans des pays, où aucune obligation de conformité à des codes énergétiques n'est imposée.

En outre, dans les pays développés, en particulier dans l'Union européenne, plus de la moitié des bâtiments existants en 2050 sont déjà construits. Or, moins d'un pourcent du parc est rénové chaque année, ce qui ne saurait réduire les besoins thermiques de manière significative.

Seule une poignée de pays ont tracé un chemin vers un secteur du bâtiment zéro-carbone, dont certains pays européens respectant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments. Pour d'autres, une feuille de route présentant des objectifs concrets et périodiques est développée par l'Alliance mondiale pour le bâtiment et la construction (GlobalABC).

Une croissance des besoins thermiques aux conséquences multiples

Nous orientons-nous vers une demande en électricité insoutenable ?

Au niveau mondial, alors que le recours aux combustibles fossiles reste stable, la demande en chauffage continue d'augmenter. La demande additionnelle est largement le fait d'appareils électriques peu efficaces. Si cette électrification du chauffage ne s'accompagne pas de gains en efficacité énergétique majeurs, la demande en électricité correspondant à cet usage pourrait grimper de 25 %.

Cependant, c'est bien la climatisation qui porte le plus grand potentiel de croissance. Depuis 2015, le refroidissement des locaux est responsable de plus de 15 % de la croissance de la demande mondiale d'électricité, toutes sources d'énergie confondues (AIE-ONU Environnement, 2018). En France, les vagues de chaleur peuvent aussi causer des coupures de courant ainsi que l'interruption forcée de la production d'énergie nucléaire pour des raisons de sécurité, comme en 2018 (Le Monde, 2018).

Croissance énergétique : gare aux surcoûts

Les investissements nécessaires pour faire face à la croissance de la demande en électricité, en particulier pour répondre aux pics de demande, peuvent être considérables. Ces pics seront d'autant plus prononcés que les bâtiments seront thermosensibles. Bien qu'une meilleure isolation et une demande plus flexible pourraient permettre de limiter la thermosensibilité, un degré en moins en hiver en France

se traduit aujourd'hui par l'appel de 2 400 MW de puissance supplémentaire (RTE, 2017).

En outre, les investissements cumulatifs mondiaux nécessaires pour répondre aux besoins en climatisation pourraient atteindre plus de 3 000 milliards de dollars américains (USD). Toutefois, l'amélioration de l'efficacité énergétique des climatiseurs pourrait, à elle seule, éviter 1 200 milliards (AIE, 2018). Cette croissance menace l'infrastructure de production et de distribution d'électricité de plusieurs pays, notamment les pays chauds en voie de développement. L'Indonésie, par exemple, pourrait être obligée d'accroître de plus de 100 GW sa capacité de production pour satisfaire la demande en climatisation prévue en 2050, soit une augmentation d'un facteur 10.

Une telle mise à niveau du réseau d'électricité va de pair avec une augmentation des coûts de l'énergie. Si l'on ajoute l'énergie supplémentaire nécessaire au fonctionnement des appareils les moins efficaces, la facture énergétique des ménages en 2050 pour la climatisation pourrait être supérieure de 45 % à ce qu'elle serait si les besoins en froid étaient satisfaits par des appareils efficaces.

De nombreux objectifs de développement durable sont en jeu

Une augmentation des dépenses énergétiques des ménages vivant dans des bâtiments peu efficaces implique nécessairement la précarité énergétique. Aujourd'hui, 3,8 millions de ménages français (soit 14 % de la population) consacrent plus de 10 % de leurs revenus à leur facture énergétique. Heureusement, d'après l'INSEE, la dépense moyenne en énergie par ménage et par an est en baisse continue depuis 2012.

À cela s'ajoutent des problèmes de santé. Les problèmes de ventilation, d'humidité et d'inconfort thermique augmentent les dépenses publiques, notamment en matière sociale et sanitaire. Selon une étude portant sur 100 000 logements britanniques, réhabiliter un logement coûterait trois fois moins cher que d'assumer les coûts sanitaires associés à des logements insalubres (HQE, 2019).

De nombreux autres objectifs de développement durable sont liés à la transformation des modes de chauffage et de climatisation dans les bâtiments, telle que la réduction de

la pollution de l'air intérieur (grâce à une bonne ventilation des bâtiments) et de la pollution extérieure (par une réduction de l'usage des énergies fossiles pour la production d'électricité).

Quelles transformations envisager ?

Réduire la demande en énergie des bâtiments grâce à une meilleure conception

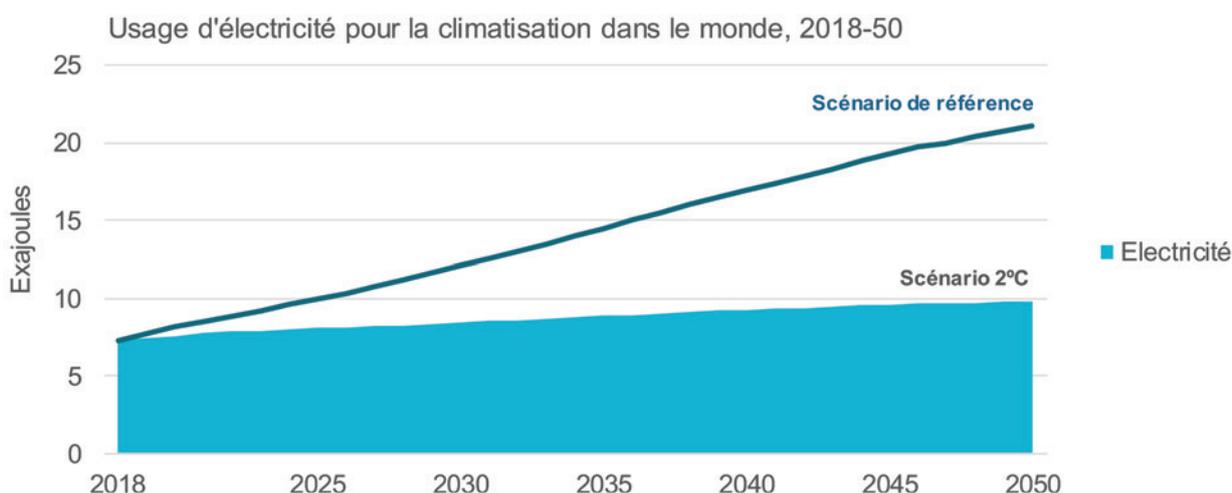
L'amélioration de la performance thermique du parc de bâtiments contribue pour près de 40 % à la réduction de la demande énergétique liée au chauffage et à la climatisation au niveau mondial (AIE, 2019). La généralisation des bâtiments dits « zéro-émission » et la rénovation en profondeur du parc existant contribueront ainsi à économiser cumulativement, jusqu'en 2050, l'équivalent de toute l'énergie consommée par les pays du G20 en 2018 (AIE-ONU Environnement, 2017).

En France, la diversité des climats nous pousse à nous adapter à une double contrainte climatique : nous protéger des épisodes caniculaires l'été tout en nous protégeant du froid l'hiver, sans que les mesures prises pour l'une ne nuisent à l'autre. La gestion de la contrainte hivernale s'effectue au moyen de technologies bien connues, comme l'isolation, le double-vitrage avec des films à faible émissivité ou encore l'étanchéité à l'air. Cependant, veiller à une bonne ventilation est nécessaire pour éviter de piéger la chaleur en été. Par exemple, les mécanismes de récupération de la chaleur (dits double-flux) ou la ventilation naturelle limiteront les besoins énergétiques aussi bien en été qu'en hiver. En parallèle, l'ombrage, les brise-soleil, les toits blancs ou végétalisés sont des solutions qui permettent de réduire les apports solaires pendant l'été.

Les taux de rénovation devront doubler, surtout dans les pays dont le parc de bâtiments est plus ancien et le climat plus froid. La feuille de route de la GlobalABC vise une intensité de chauffage de 10 à 30 Wh/m²/HDD⁽¹⁾ dans plus de 50 % du parc existant d'ici à 2040, et une intensité de refroidissement de 10 à 30 Wh/m²/CDD⁽²⁾ d'ici à 2035 (AIE-

(1) HDD = degré-jour de chauffage.

(2) CDD = degré-jour de refroidissement.



ONU Environnement, 2018). D'autres mécanismes pour stimuler cette transition sont la certification et l'étiquetage qui permettent de distinguer les bâtiments les plus économes et participent de l'information des consommateurs.

Orienter les marchés sur la voie d'une performance et d'une flexibilité accrues

Afin de respecter les objectifs climatiques, l'efficacité saisonnière des climatiseurs devra être doublée pour atteindre à terme en moyenne un SCOP supérieur à 8 au niveau mondial. Bien que les technologies existantes le permettent déjà, des efforts significatifs de R&D et de politiques publiques seront nécessaires pour rendre ces produits de pointe accessibles sur le plan financier. D'autres recherches sont en cours portant sur l'élimination des fluides réfrigérants à haut potentiel de réchauffement planétaire.

En ce qui concerne le chauffage, la part des pompes à chaleur dans les ventes d'équipements devrait tripler d'ici à 2030. Ce déploiement devra également s'accompagner de gains de performance énergétique afin de générer des économies d'énergie plus importantes et gagner en attractivité par rapport aux technologies faisant appel à des combustibles comme le gaz naturel, qui affichent des prix au kilowattheure moins élevés, mais qui sont plus émettrices de carbone.

Les normes minimales de performance sont l'un des instruments les plus efficaces pour stimuler la demande de produits plus économes en énergie, car elles fournissent des signaux clairs aux fabricants et aux investisseurs. Les normes de performance énergétique permettront d'éliminer les technologies les moins efficaces, en stimulant la recherche et le développement de produits plus performants. Ils généreront également des économies d'échelle et accéléreront les rythmes d'apprentissage de l'industrie pour que le marché trouve lui-même les solutions les plus adaptées aux besoins et attentes des consommateurs, aux contraintes du bâti et contribuant à une amélioration de leurs conditions d'utilisation.

Se défaire de l'usage direct et indirect des énergies fossiles

Réduire la part des énergies fossiles, en particulier du gaz, dans nos modes de chauffage est loin d'être évident. Il faudra surmonter la barrière que constitue le coût relativement bas des combustibles fossiles, les obstacles techniques (par exemple, tout équipement ne peut pas se substituer facilement à une chaudière à gaz) et la préférence qu'accordent les consommateurs aux technologies qu'ils connaissent. La présence d'infrastructures lourdes comme des réseaux de gaz est également un facteur déterminant.

Certains pays européens, tels le Royaume-Uni et les Pays-Bas, ont déjà formalisé leur intention d'éliminer les systèmes de chauffage au gaz dans les nouveaux bâtiments, tandis que le Canada étudie la possibilité de mettre en place un minimum de performance supérieur à 1 (soit 100 % d'efficacité) pour les équipements de chauffage. Ces démarches sont parfaitement cohérentes avec

les scénarii bas carbone de l'AIE, selon lesquels, en 2050, le charbon et le fioul auront pratiquement été éliminés du bouquet énergétique du bâtiment, tandis que l'usage du gaz naturel aura été réduit de près de 60 % grâce à sa substitution ou à son utilisation par des appareils plus efficaces comme les pompes à chaleur au gaz (AIE, 2019).

La flexibilité de la demande est également l'une des clés de la transition énergétique devant permettre au secteur du bâtiment de faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. La digitalisation favorise déjà le déploiement des technologies de gestion de la demande, tels les thermostats qui réagissent en temps réel aux données du réseau.

Le stockage thermique permet, en outre, de lisser la courbe de charge grâce à la flexibilisation des horaires. Cela peut être fait à l'échelle individuelle grâce à des ballons d'eau chaude ou à une échelle plus communautaire via les réseaux de chaleur (ou de froid), favorisant ainsi l'intégration de sources renouvelables et/ou résiduelles de chaleur. Afin de récompenser les efforts individuels contribuant à la décarbonisation profitable à tous d'un réseau, la transformation des marchés pourra s'accompagner de celle des modèles d'affaires, comme peuvent le proposer les compagnies de services.

Bibliographie

- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) (2018), « Qui consomme le plus d'énergie en France ? ».
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2018), "The Future of Cooling: Opportunities for energy-efficient air conditioning".
- AIE (2019), "Global Energy & CO2 Status Report", Paris.
- AIE (2019), "Perspectives for the Clean Energy Transition: The Critical Role of Buildings".
- AIE (2019), "Tracking Clean Energy Progress".
- AIE-ONU Environnement (2016), "Global Roadmap: Towards Low GHG and Resilient Buildings".
- AIE-ONU Environnement (2017), « Bilan mondial 2017 : vers un secteur des bâtiments et de la construction à émission zéro, efficace et résilient ».
- AIE-ONU Environnement (2018), « Bilan mondial 2018 : vers un secteur des bâtiments et de la construction à émission zéro, efficace et résilient ».
- Agence nationale de l'habitat (ANAH) (2018), Bilan 2018.
- Haute Qualité Environnementale (HQE) (2019), « Précarité énergétique, santé et finances publiques ».
- Le Monde* (2018), « Canicule : pourquoi EDF doit diminuer la production des centrales nucléaires », https://www.lemonde.fr/economie/article/2018/08/02/canicule-pourquoi-edf-doit-diminuer-la-production-des-centrales-nucleaires_5338748_3234.html
- Légifrance (2015), loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- Ministère de la Transition écologique et solidaire (2016), « Énergie dans les bâtiments ».
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2017), « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », édition 2017.

Concilier demande d'énergie et protection du capital naturel

Par Pascal YVON
Carbon Forest

De tout temps, le prélèvement sur la ressource forestière a constitué une menace sur les espaces naturels et sur leur diversité biologique.

L'énergie bois est probablement la première à avoir été utilisée par l'homme, après le soleil, mais elle offre un faible rendement. Elle doit être réservée à des unités de proximité.

Représentant 4 % de l'énergie produite en métropole, son potentiel est de si faible enjeu que la question de l'avenir forestier ne saurait se réduire à une discussion sur la ressource énergétique. Le bois n'est pas uniquement un matériau énergie ! C'est un matériau dont on détermine la destination selon l'époque et le besoin.

Pour assurer les approvisionnements matière tout en préservant le capital naturel, la bonne solution passe par la multifonctionnalité : maintenir la biodiversité, préserver les sols, mieux stocker le carbone dans le sol comme dans la biomasse, assurer la bonne gestion de l'approvisionnement en eau, produire en premier lieu du bois d'œuvre, puis du bois de chauffage. Ce modèle de gestion existe ; il est en outre parfaitement rentable.

Un peu d'histoire

Le prélèvement sur la ressource forestière a toujours constitué une menace pour la diversité biologique. Le bois énergie a contribué au développement urbain et industriel, et en a subi les aléas. Les forges, les verreries, les fours à chaux, les villes, notamment quand elles ont souffert des blocus en période de guerre, ont parfois contribué à détruire d'importantes surfaces boisées.

De nos jours, la prise de conscience du réchauffement climatique conduit au développement des EnR⁽¹⁾ afin de satisfaire nos besoins énergétiques tout en préservant l'environnement.

Du coup, nous observons une relance de l'exploitation de la biomasse forestière, parfois de façon déraisonnée. Nous tenterons dans cet article d'apporter un éclairage objectif sur le niveau raisonnable de prélèvement sur le BE⁽²⁾, permettant d'assurer le développement du capital naturel, ou tout du moins son maintien.

Énergie bois

Énergie végétale

Le végétal comme matériau énergétique est probablement le premier à avoir été utilisé par l'homme, après le soleil. Depuis ces temps anciens, le souci de l'améliora-

tion du rendement est constant. Dès la découverte des hydrocarbures (le naphte au VI^e siècle), l'homme a vite compris que les énergies carbonées fossiles avaient un rendement supérieur au bois.

Source d'énergie	Kg	KW / h
Bois sec	4,00	11,4
Tourbe sèche	2,00	11,4
Charbon	1,70	11,4
Fuel	1,00	11,4

Figure 1 – Données retraitées issues d'une étude finlandaise, "Wood fuels basic information pack", Jyväskylä science park, 2000, ITEBE.

Chauffage au bois

Malgré cela, la question technique du chauffage a fait des progrès considérables, dépassant parfois des taux de rendement supérieurs à 90 % grâce aux foyers fermés, aux chaudières à foyer renversé, à « lit fluidisé ».

Le bois, traditionnellement façonné en bûches, peut désormais être broyé sous forme de plaquettes forestières pour pouvoir être utilisé dans des centrales de chauffage rural ou urbain. Trituré, il offre une plus grande facilité de stockage, de transfert et de chargement. L'usage du charbon de bois devient anecdotique.

(1) EnR : énergie renouvelable.

(2) BE : bois énergie.

Le rendement énergie-bois

S'il est vrai qu'il est intéressant de substituer du bois aux énergies fossiles, le faible rendement énergétique de celui-ci ne doit pas être grevé par son transport : consommation de carburant, usure du matériel, des routes et des pneus...

Ainsi, la centrale à biomasse de Gardane est une erreur, puisque le bassin local ne pourra jamais l'approvisionner. C'est ainsi que depuis 2018, on importe 100 000 tonnes de bois du Brésil, lestant un peu plus le premier déficit de notre balance commerciale. Le bois énergie doit donc être réservé à des unités de proximité.

Ressource	Facteur d'émission (tC/tep)
Bois (anhydre)	1,16
Charbon	1,1
Electricité (mix EU)	1,06
Fioul	0,84
Gaz naturel	0,64
Electricité (mix F)	0,25

Figure 2 – Source : P. Leturcq – Univerbois, septembre 2012.

La demande énergétique

La consommation d'énergie primaire en France métropolitaine était de l'ordre de 248 Mtep en 2017. Elle est à peu près stable depuis une dizaine d'années (elle varie entre 237 et 274 Mtep).

La part des EnR est d'environ 12 %, dont un peu moins de 4 % pour le bois.

En ce qui concerne la production de chaleur, la biomasse représente 23 % de celle-ci, mais il est difficile de connaître la part réelle du bois, dans la mesure où la biomasse englobe les déchets, la méthanisation...

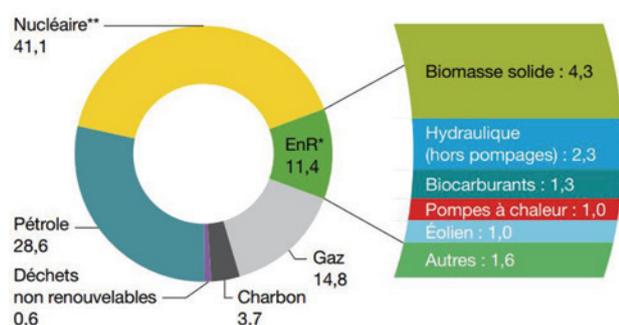


Figure 3 – Source : Statistiques MEDD-2017.

En 2013, dans le cadre de la transition énergétique, il a été envisagé d'augmenter la production énergétique en recourant plus largement au bois. Voyons maintenant si le bois peut réellement constituer une ressource énergétique supplémentaire conséquente.

La ressource disponible en bois énergie

La ressource bois

La forêt métropolitaine représente un stock de 2,7 milliards de m³ de bois sur pied.

Du point de vue carboné, elle fixe en moyenne 2,7 T de carbone par hectare par an (CC/Ha/an), soit 45 MtC, correspondant à près de la moitié des émissions de carbone nationales (96 MtC en 2017).

Ces chiffres montrent le potentiel du bois énergie. Augmenter la production d'énergie à partir de la biomasse forestière est tentant ! Cela d'autant plus que la surface de la forêt augmente de 80 000 ha/an en moyenne depuis trente ans, alors que l'exploitation forestière en 2017 affichait un volume de 40 Mm³.

Mais le bois n'est pas uniquement un matériau énergie ! C'est un matériau dont on détermine la destination selon l'époque et le besoin. En temps de guerre, on l'utilise beaucoup plus à des fins énergétiques, et beaucoup moins en temps de construction.

La production biologique du bois sur pied en Métropole

Tous les chiffres concernant la forêt méritent une explication.

Si l'on parle de bois fort tige⁽³⁾, le prélèvement annuel est de 43 Mm³, pour une production biologique de 86 Mm³. Si l'on considère le bois total, le prélèvement est de 62 Mm³ (pertes d'exploitation comprises) sur une production biologique totale de 129 Mm³.

La plupart des chiffres sont exprimés en bois fort ; cela permet d'englober le bois énergie. La foresterie évite de récolter le bois trop petit, lequel doit constituer un retour minimal à la terre. Mais attention, l'INGF⁽⁴⁾ parle de bois rond sur-écorce, quand l'AGRESTE⁽⁵⁾ considère le bois rond sous-écorce. Et l'écorce entre dans le potentiel de bois énergie (rapport Peyron-Yvon, 2011).

Compte tenu de l'augmentation de la surface forestière, la production biologique est en hausse constante, comme l'est, par conséquent, le capital sur pied, créant ainsi un cercle haussier. On considère qu'en 2050, la production biologique atteindra les 150 Mm³ de bois total.

Le potentiel de bois sur pied mobilisable

À long terme, il devrait y avoir une poursuite de l'augmentation de la surface forestière et des volumes sur pied. Même si la hausse se stabilise, les volumes sur pied continueront d'augmenter. Cependant, restons prudents. D'abord parce qu'en 2012, l'INGF a revu ses prévisions de volumes à la baisse ! Ensuite, il faut tenir compte des

(3) Bois fort tige : volume estimé des tiges de diamètre supérieur à 7 cm. Le volume du petit bois (moins de 7 cm), appelé charbonnette, est traditionnellement destiné à rester au sol.

(4) INGF : Institut national d'information géographique et forestière.

(5) AGRESTE : Institut statistique du ministère de l'Agriculture.

incertitudes climatiques (la tempête de 1999 a conduit à une hausse de l'exploitation pendant trois ans, pour afficher par la suite une forte baisse de celle-ci. La tempête de 2009 dans les Landes engendre aujourd'hui une chute du volume mobilisable au moins pour les années 2020-2040). Par ailleurs, une surface importante présente des difficultés d'exploitation, particulièrement en zone de montagne ou périurbaine. Il faut également tenir compte des disparités régionales d'une ressource française hétérogène ; le taux de prélèvement peut varier dans des proportions allant jusqu'à 85 % selon les essences et les circonstances (n°5-2012, *Revue forestière française*). Aussi, le changement climatique se fera sentir différemment selon les régions en termes de productivité et de mortalité.

Statistiquement, nous devons tenir compte de ces aléas. La ressource potentielle exploitable peut donc s'accroître, mais restons prudents en n'allant pas au-delà de 20 Mm³ de bois fort/an. Nous pourrions peut être atteindre 63 Mm³ de bois extraits, correspondant à 90 Mm³ de bois coupés pour une production totale de 150 Mm³.

Le potentiel de bois énergie mobilisable

Les quantités de bois de chauffage produites et consommées sont très difficiles à déterminer. Une importante autoconsommation et des transactions locales hors statistiques obligent à travailler par recoupements. Grâce aux placettes forestières référencées INGF, on connaît assez bien la production de bois. Il faut y retrancher le BO⁽⁶⁾ produit, pour obtenir une masse de bois BE théorique. Par ailleurs, à partir du nombre de ménages chauffés au bois, on peut, grâce à l'équivalent fuel, réaliser une autre estimation et opérer des recoupements. D'après l'ADEME, il y a 3 700 chauffages collectifs bois en France. Le chauffage domestique représenterait 7,3 M tep correspondant à la consommation de 27 Mm³ de bois. Si l'on se base sur les transactions déclarées en France, la production annuelle de bois de chauffage serait seulement de 16 Mm³. Et si l'on se réfère aux statistiques données par l'INGF, la production réelle de bois énergie avoisinerait les 40 Mm³. Mais il faut revoir ce chiffre à la hausse, dans la mesure où notre forêt possède près de 7 M d'hectares d'arbres jeunes, qui produisent peu de bois d'œuvre. Or, dans l'état actuel du marché des grumes, une proportion importante de bois d'œuvre est actuellement utilisée comme bois énergie (en raison de sa faible proportion). Enfin, selon l'INSEE, en tenant compte des ménages qui se chauffent au bois, on arriverait à une consommation de bois évaluée à 40 Mm³ (dont une part de déchets bois).

En croisant ces différentes sources, on peut donc raisonnablement penser que la part du bois sur pied allouée à l'énergie dépasse le chiffre précité. La quantité réellement utilisée serait supérieure à la quantité déclarée officiellement, notamment par l'effet de l'autoconsommation.

Pour conclure, il y a toujours dans les arbres fournissant le meilleur bois d'œuvre, une proportion de bois de basse qualité appelée selon l'essence et l'utilisation, BI⁽⁷⁾ ou BE.

(6) BO : bois d'œuvre.

(7) BI : bois industrie.

Si bien qu'en moyenne, et même en l'absence de politique énergétique, plus de la moitié du bois extrait de la forêt ne sert que comme bois d'industrie ou bois d'énergie (les déchets de la première transformation : copeaux, sciure...).

Un volume limité

Si, en 2017, 43 Mm³ de bois sont sortis de forêt, dont 18,5 Mm³ de BO, on a théoriquement un reste correspondant à 24,5 Mm³ de BI-BE, un chiffre à revoir à la hausse compte tenu des incertitudes statistiques exposées *supra*, on se situe plus probablement aux environs de 35 Mm³. Par conséquent, à horizon 2050, on peut raisonnablement tabler sur un volume de 50 Mm³ de bois énergie, ce qui représente moins de 4 % de l'énergie produite en Métropole. Ce chiffre est lui aussi sous-évalué. En tenant compte de l'autoconsommation et de la sous-évaluation de ce volume, on pourrait arriver à 6 %. Compte du faible enjeu que cela représente, l'avenir de la forêt ne saurait se réduire à la question énergétique.

Une exploitation industrielle de la forêt, le risque de l'artificialisation des sols

Gérer la forêt au service d'une seule ressource, le bois énergie

L'exploitation industrielle de la forêt conduit à l'artificialisation de celle-ci, c'est donc une fausse bonne idée. Pour faire du bois énergie, on voit conduire des taillis à très courte rotation, sur moins de dix ans. Ce qui provoque un appauvrissement des sols, une réduction de la diversité génétique, une perte de biodiversité globale...

De la même manière, il y a des exemples d'artificialisation de la forêt au profit de l'industrie, comme dans les Landes. Quand Nicolas Brémontier conçut son projet de fixation des dunes, les Landes présentaient des étendues souvent marécageuses ; les surfaces boisées ne représentaient qu'entre un quart et un tiers de la surface actuelle (c'est-à-dire 250 à 300 000 hectares). Elles étaient limitées aux zones saines, étaient composées de mélanges d'espèces d'arbres, en proportions variables : des chênes (pédunculé, tauzin), des saules, des aulnes, mais aussi des pins maritimes présents depuis plus de 10 000 ans.

L'industrie s'est considérablement développée, asservissant le massif forestier, avec le recours à des pratiques totalement industrialisées : rouleau landais, plantation sur labour, regonflage en opérant un nouveau labourage entre les lignes afin d'activer la croissance des arbres jusqu'à leur vingt ans, pour les couper à blanc étoc⁽⁸⁾ à quarante ans, et recommencer le processus.

Le bois est aujourd'hui tronçonné sous forme de billons, mesurant parfois jusqu'à sept mètres pour réaliser des charpentes, il ne l'est pratiquement jamais sous forme de grumes, sauf lorsque des acheteurs étrangers le

(8) Blanc étoc : coupe de tous les arbres sans exception sur une surface de plus de 1 000 m², pouvant même atteindre des hectares. Littéralement « au sol blanc de souche », l'étoc désignant la souche. Synonyme : coupe rase.

demandent (comme le firent des acheteurs espagnols après l'ouragan de 1999). Bien sûr, les billons sont triés en fonction de leur qualité, mais le bois n'est plus considéré comme une matière aux propriétés exceptionnelles.

Les raisons de l'adoption de ce modèle industriel

Dans ce modèle, la part du bois massif diminue au profit de matériaux industriels fabriqués à partir de bois déchiquetés. Le bois n'est plus ici qu'une source de fourniture de fibres de carbone, lesquelles sont utilisées presque indifféremment pour produire du bois restructuré, sous forme de lamellé-collé, lamellé croisé, KLH, CLT, OSB... Au-delà de la perte d'un savoir-faire ancien, il y a également une perte économique réelle, puisque la fibre constituée naturellement a nécessité une importante énergie pour développer ses caractéristiques mécaniques sans pour autant apporter une véritable valeur ajoutée industrielle. Dans la même veine, la chimie du bois, qui constitue une activité d'avenir émergente, ne verrait plus dans le bois que des molécules...

Le bois reconstitué permet ainsi à l'industriel de bénéficier d'un glissement de la marge au détriment du propriétaire, et donc souvent au détriment de la collectivité. En effet, les bois reconstitués coûtent deux à quatre fois plus cher que le bois massif. Il faudrait donc utiliser le bois massif, en tenant compte de ses caractéristiques, partout où il a sa place, et ne réserver le bois reconstitué qu'aux usages pour lesquels le recours au bois massif n'est pas possible.

Conséquences environnementales

Les conséquences environnementales de ce modèle sont considérables. La monoculture spécifique équienne met en sommeil les essences naturelles initiales. Les risques (tempêtes, biotiques, d'incendie...) sont terriblement accrus. Les coupes à blanc et les labours créent autant de puits permettant au carbone du sol et de la biomasse souterraine de s'échapper.

Il doit aussi être tenu compte de la valeur économique du bois d'œuvre, cette valeur variant de 1 à 10 000 € le m³. Aussi bien économiquement qu'écologiquement, il vaut mieux vaut exploiter 1 m³ à 10 000 € que 10 000 m³ à 1 €. Par ailleurs, plus le bois a de valeur, et plus sa valorisation sera élevée une fois transformé.

Un capital naturel à préserver

La biodiversité

La biodiversité de la flore et de la faune est une partie importante du capital naturel. Elle le conditionne en quelque sorte. Mais elle n'est pas seule à le constituer. Il y a également le carbone, l'eau, le matériel sur pied, et donc le volume forestier.

La biodiversité limite les risques

Une étude américaine récente montre qu'une biodiversité accrue offre une meilleure résilience (Potter et Guo, 2019). La biodiversité est primordiale ; elle permet même d'éviter le risque biotique, à partir de trente-cinq essences ligneuses. Dans le cadre du réchauffement climatique, rappelons-nous que les risques de sécheresse et bio-

tiques sont liés entre eux. La sécheresse engendre des faiblesses ; et toute faiblesse est la porte ouverte aux maladies. La diversité des essences et la variété des classes d'âge peuvent prémunir un peuplement. Nous avons identifié des forêts anciennes qui présentent de telles caractéristiques.

La corrélation carbone – biodiversité

Par ailleurs, il est acquis que la quantité de carbone contenue dans le sol est en corrélation avec la biodiversité (voir la Figure 4 ci-dessous) (Abbadie, 2018 ; Marquet, 2010). La Figure 5 ci-après montre la quantité de carbone présente dans un sol en fonction de la profondeur, jusqu'à 120 cm, et du niveau de biodiversité.

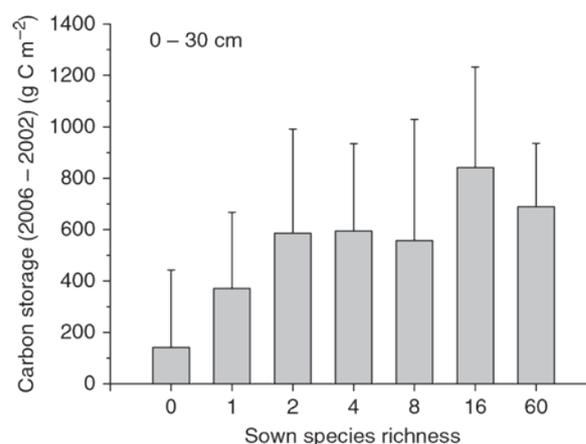


Figure 4 : « L'effet de la richesse d'une espèce de plante sur le stockage du carbone dans la perspective de labour total après quatre années d'expérimentation. Les barres d'erreur sont des déviations standards. L'augmentation des stocks de carbone sur les terrains nus représente la proportion attribuée au changement de la masse du sol. La corrélation entre la richesse des espèces et le stockage du carbone organique des sols est très élevée indépendamment de l'inclusion ($P=0,002$) ou de l'exclusion ($P=0,016$) des parcelles de terrain nu [objets] des analyses. » (Source : Steinbess *et al.* (2008), *Global Change Biology* 14, pp. 2937-2949).

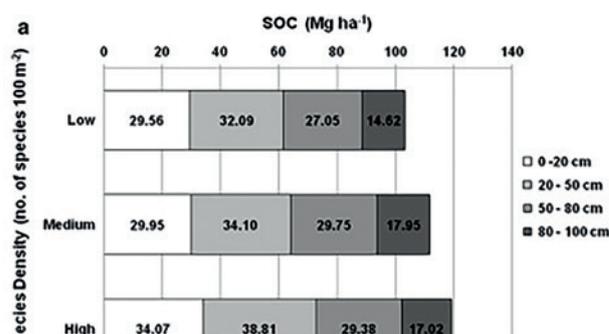


Figure 5 : « Le contenu du carbone organique des sols (COS) à travers les différentes profondeurs du sol des jardins avec des densités d'espèces de plantes différentes dans le détroit de Thrissur, Kerala, Inde.

a COS, en Mg ha⁻¹ b COS calculé en Mg ha⁻¹ cm⁻¹ pour une classe de profondeur ; la profondeur indiquée est celle du point central de l'échantillon de la classe de profondeur. La classe de densité de profondeur des espèces (espèce 100 m⁻²) : Basse (<0,66), Moyenne (0,66-1,1), Élevée (>1,1). »

(Source : Steinbess *et al.* (2008), *Global Change Biology* 14, pp. 2937-2949).

Le carbone

Véritable sujet d'actualité, du fait qu'il est nécessaire à la vie. C'est un élément essentiel de la richesse du sol et il constitue une source d'énergie pour les végétaux.

Le carbone du sol, un indicateur de biodiversité

Puisqu'il y a corrélation entre teneur en carbone et biodiversité, on peut donc considérer le carbone comme un indicateur de cette biodiversité.

Certains modèles sylvicoles permettent d'atteindre des niveaux surprenants de carbone contenu dans le sol. Dans celui que nous étudions depuis 2013 avec l'iEES⁽⁹⁾, nous avons pu relever des teneurs en carbone pouvant aller jusqu'à 9 % de la masse du sol, sur les vingt premiers centimètres, avec très peu d'azote résiduel. Nous en concluons que, dans un système mature, les végétaux parviennent à fonctionner en économie circulaire, alors qu'un système pionnier va, lui, s'alimenter de façon « minière », en puisant dans le sol ce dont il a besoin.

Le carbone dans la biomasse

Si la maturité d'un système permet d'accroître la quantité de carbone contenue dans le sol, elle permet aussi de stocker beaucoup plus de carbone dans la biomasse végétale. Notre comparaison entre les deux modes culturaux – la sylviculture classique avec régénération par coupe à blanc, et la sylviculture à couvert continu avec régénéra-

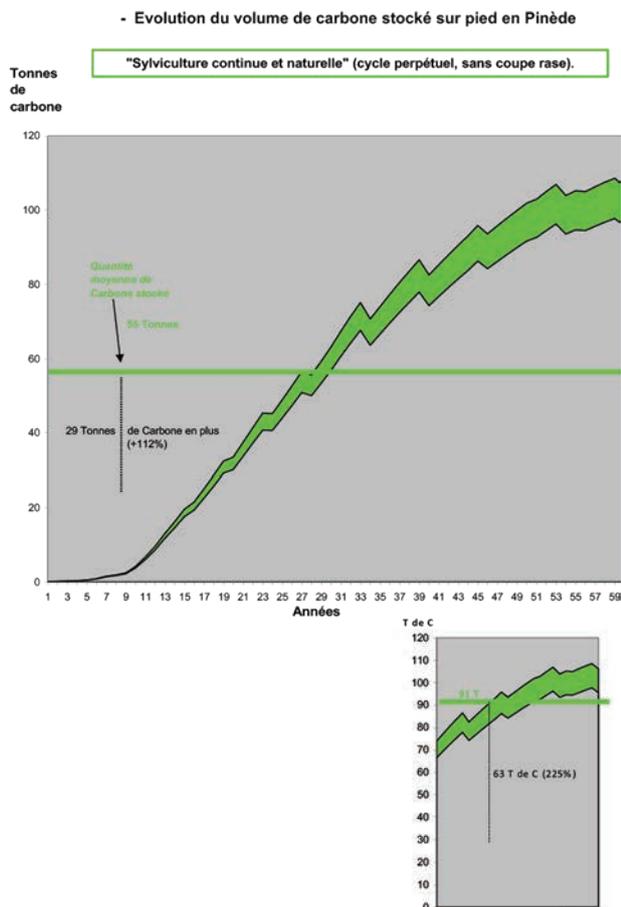


Figure 6 – Source : Rapport Peyron-Yvon MEED-MAAP, 2011.

(9) iEES : Institut d'écologie et des sciences de l'environnement de Paris.

tion naturelle diffuse, sans coupe à blanc – est réalisée à partir d'une plantation initiale identique. Ainsi, la sylviculture continue permet de stocker en permanence deux fois plus de carbone dans les arbres. Si nous considérons qu'il n'y a pas de plantation (petite fenêtre), le stockage peut même être quatre fois plus important.

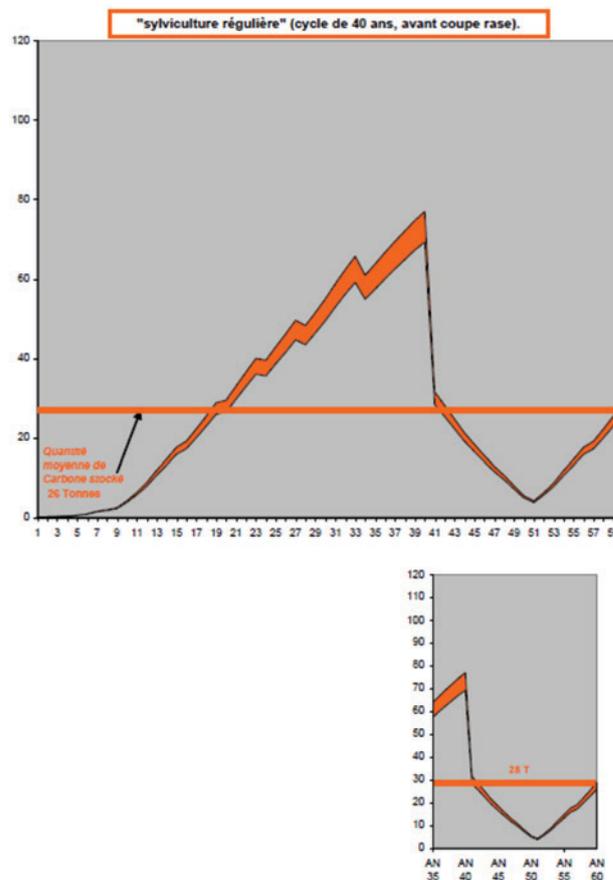


Figure 7 – Source : Rapport Peyron-Yvon MEED-MAAP, 2011.

Concilier protection du capital naturel et extraction de la ressource

La gestion forestière

Objectif de gestion

La bonne solution pour assurer les approvisionnements matière tout en préservant le capital naturel passe par une gestion multifonctionnelle : c'est-à-dire en maintenant la biodiversité, en préservant les sols, en stockant mieux le carbone dans le sol comme dans la biomasse, en assurant une bonne gestion de l'approvisionnement en eau et en produisant en priorité du bois d'œuvre, puis du BE.

Les moyens techniques

Préserver le capital naturel exige de conserver un couvert végétal dans toutes les strates, et ce simultanément. La gestion à couvert continu est pratiquée depuis des siècles, parfois sans que l'on en ait conscience, en zones naturelles (ce sont souvent des « communs »), en montagne, dans les marais, mais aussi dans des secteurs que l'homme a voulu conserver intacts, dans des parcs périurbains ou dans ceux de châteaux.

Comparaison de la durée de stockage du carbone dans le bois transformé, en fonction de deux méthodes sylvicoles.

- Durée moyenne de stockage du carbone
dans le bois transformé

"Sylviculture continue et naturelle" (cycle perpétuel, sans coupe rase).

"Sylviculture régulière" (cycles, avant coupes rases).

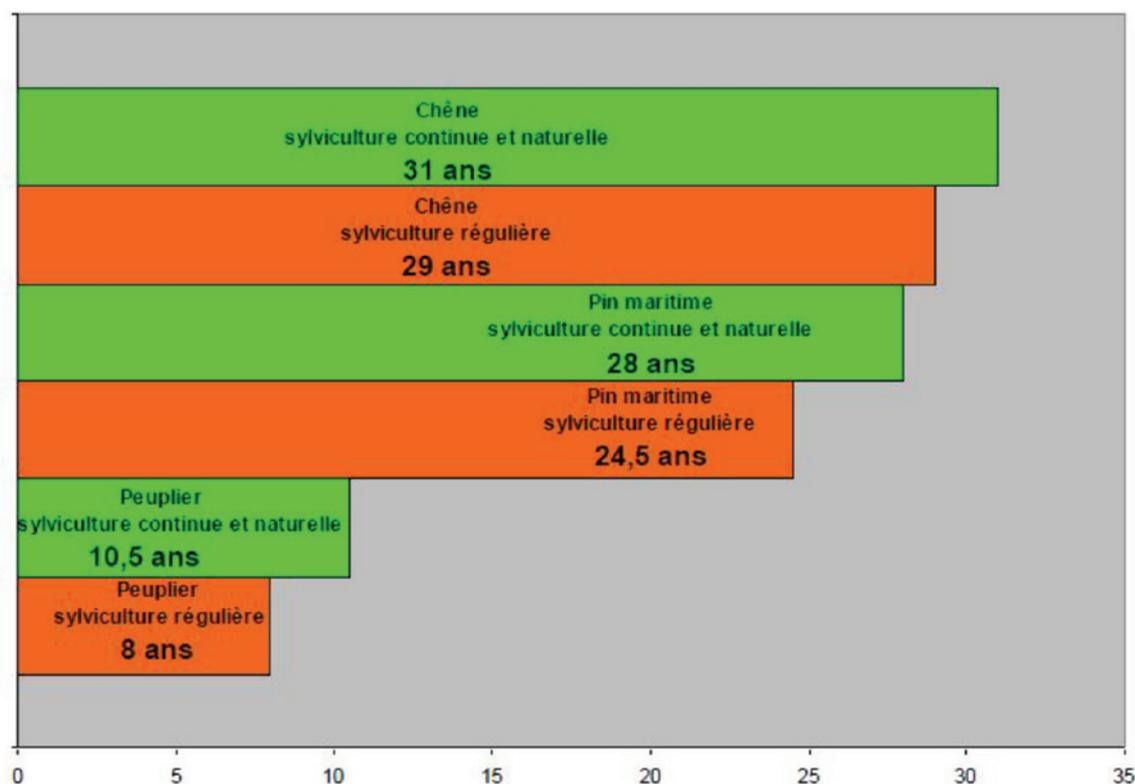


Figure 8 – Source : Rapport Peyron-Yvon MEEDE-MAAP, 2011.

Pour parvenir à cette préservation, il faut s'appuyer sur le matériel existant et savoir jouer sur les différences d'automatisme entre les essences à croissance lente et celles à croissance rapide. En matière sanitaire, il faut opérer des mélanges d'âge et génétiques. La vraie difficulté de cette gestion réside dans la technique de régénération qu'il faut maîtriser.

Les effets positifs de la gestion à couvert continu

Effets positifs sur le carbone

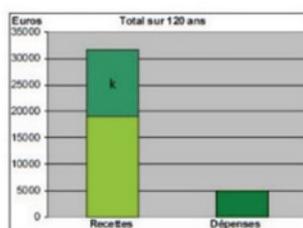
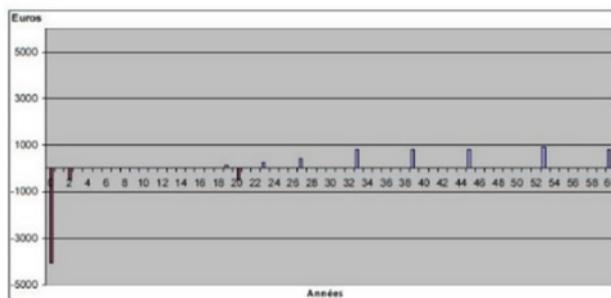
Cette sylviculture permet donc de stocker deux fois plus de carbone dans la biomasse végétale et dans le sol forestier, même lorsque celui-ci est exploité ! La biodiversité bénéficie de la corrélation avec le carbone. De plus, la gestion induit une meilleure utilisation du bois et un meilleur stockage du carbone dans le bois transformé, la

durée de stockage étant proportionnelle à la qualité et au diamètre du bois.

Effets positifs sur le plan économique

Une productivité élevée n'est pas incompatible avec une sylviculture de gestion durable (c'est-à-dire préservation de la diversité des espèces, des âges, pas de coupe rase, maintien de très gros arbres, du bois mort...). La sylviculture à couvert continu génère moins de frais, ce qui permet, même avec des recettes moindres, de dégager une meilleure rentabilité. Il faut aussi tenir compte de l'amélioration qualitative du peuplement qui ne fera jamais l'objet d'une coupe à blanc. Ce volume capitalisé doit entrer dans le calcul de rentabilité, qui peut être supérieure de 80 % à celle d'autres formes de gestion.

- Recettes et dépenses d'une Pinède sur 120 ans
"Sylviculture continue et naturelle" (cycle perpétuel, sans coupe rase).



- Recettes et dépenses d'une Pinède sur 120 ans
"Sylviculture régulière" (cycle de 40 ans avant coupe rase).

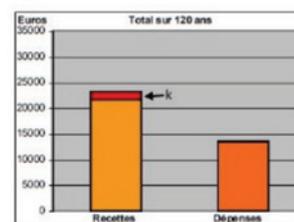
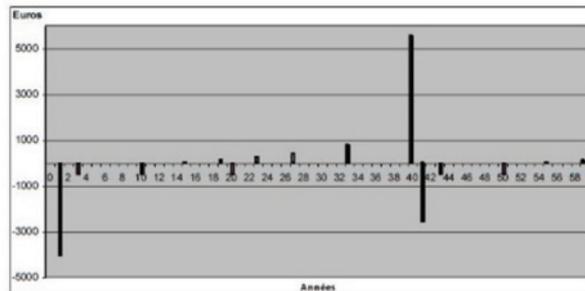


Figure 9 – Source : Rapport Peyron-Yvon MEEDE-MAAP, 2011.

Figure 10 – Source : Rapport Peyron-Yvon MEEDE-MAAP, 2011.

Conclusion

Concilier demande d'énergie avec protection du capital naturel est parfaitement possible. Mais cela ne peut se faire qu'en prenant conscience des particularités du bois et de la forêt.

Gérons les forêts en recourant à la technique du couvert continu, en accompagnant au plus près l'automation naturelle et en nous appuyant sur le matériel sur pied à notre disposition.

L'objectif doit toujours être orienté vers l'amélioration de la qualité du bois et du peuplement. La diversité végétale doit être prise en compte.

La première transformation doit tout mettre en œuvre pour utiliser les volumes, les essences et les qualités diverses qui sont proposées.

Une telle organisation optimise la biodiversité dans des massifs aux essences variées, présentant des écosystèmes matures dans lesquels les végétaux fonctionnent en économie circulaire, des écosystèmes économes en énergie et préservant les ressources du sol, dont l'eau et les minéraux. Elle optimise le stockage durable du carbone dans des réservoirs sur lesquels nous pouvons agir : le sol et la biomasse.

En ce qui concerne le bois énergie, celui-ci doit rester l'accessoire de la transformation et du recyclage, afin de récupérer les calories liées à la perte de matière. Le faible rendement énergétique du bois, par comparaison avec d'autres énergies disponibles, doit conduire à ne l'utiliser que comme source énergétique de proximité, comme jadis.

La filière bois énergie, de son côté, doit orienter les produits transformés au mieux de leur utilisation ; elle doit être économe en énergie et opter pour une exploitation qui permette la plus longue durée possible de stockage du carbone.

En ces temps de réchauffement climatique, nous devons réapprendre à utiliser des ressources naturelles que nous avons jusque-là négligées.

Bibliographie

- LEMOINE B. (1982), *Tables de production du pin maritime dans le Sud-Ouest de la France*.
- PAJOT G. (2005), *Rotation forestière et valeur de la séquestration de carbone*, XV^{èmes} Journées SESAME, Rennes.
- LOUSTEAU D. (2004), « Séquestration du carbone dans les grands écosystèmes forestiers en France », Rapport Carbofor.
- ABBADIE L. (2018), iEES.
- MARQUET P. (2010), *Wiley Periodicals*.
- PEYRON J.-L. & YVON P. (2011), « Pour une gestion forestière et une filière forêt-bois multifonctionnelles (économiquement efficaces, écologiquement viables, socialement acceptables) », MEEDE MAAP.
- POTTER K. & GUO Q. (2019), in *PNAS*, 25 mars.
- Statistiques (2017), MEDD.
- STEINBESS *et al.* (2008), *Global Change Biology*, 14, pp. 2937-2949.
- Jyväskylä Science Park (2000), *Wood Fuels Basic Information Pack*, ITEBE.
- LETURCQ P. (2012), *Univerbois*.

Le devenir des systèmes énergétiques et des hydrocarbures dans un monde neutre en carbone

Par Claude MANDIL

Ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie

La « neutralité carbone » en 2050, condition essentielle pour limiter la croissance de la température moyenne mondiale à 1,5°C à long terme, est un objectif extraordinairement ambitieux, tant l'utilisation des énergies fossiles dans le monde semble durable et inévitable pour certains usages. Il sera donc indispensable d'utiliser tous les moyens disponibles : efficacité et sobriété, électrification, développement des renouvelables et du nucléaire, capture et séquestration du carbone (seule technologie capable d'obtenir des émissions négatives) ; le tout en commençant par les solutions les moins coûteuses. Certaines solutions qui paraissent attractives sont en fait des gouffres financiers.

Les conséquences pour les grands groupes industriels français sont ici analysées. Elles sont importantes, notamment pour EDF qui doit retrouver une rentabilité pour le nucléaire, et pour les constructeurs automobiles, soumis sur le véhicule électrique à une concurrence asiatique fondée sur la technologie.

« Moins de 2°C d'augmentation des températures moyennes », d'après l'Accord de Paris. Mais ce serait mieux avec seulement 1,5°C, prévient le GIEC, qui en tire la conséquence qu'il faut atteindre la « neutralité carbone » dans la seconde moitié du siècle. « Dès 2050 ! », ajoutent des voix en Europe, en particulier en France. Il est inutile d'insister sur le caractère extraordinairement ambitieux de ces objectifs. Il suffit pour s'en convaincre de rappeler que les émissions mondiales de CO₂ ont augmenté de 1,5 % en 2017 et que les engagements des États lors de la Conférence de Paris – les fameuses NDC – nous conduisent à un réchauffement moyen de 3,5°C.

L'objet de cet article n'est pas de rappeler ces évidences, et encore moins de discuter le bien-fondé des objectifs, mais plus simplement d'en étudier quelques conséquences, notamment industrielles, et de présenter quelques-uns des dilemmes auxquels nos sociétés et nos dirigeants auront à faire face.

Combien cela va-t-il coûter ?

Question désagréable, généralement traitée avec un certain mépris : « Cher monsieur, la sauvegarde de l'Humanité n'a pas de prix ! ». C'est exact, mais, malheureusement, elle a un coût, ce qui n'est pas la même chose. Et nous pourrions d'autant mieux nous rapprocher de l'objectif climatique que nous aurons commencé par mettre en œuvre d'abord les solutions les moins coûteuses.

Bien sûr, les choses sont un peu plus compliquées, car nous ne savons pas toujours dans quels domaines la

science et la technologie feront les progrès les plus décisifs et permettront les baisses de coût les plus spectaculaires. Le cas du photovoltaïque est là pour nous rappeler qu'une technologie très chère peut en quelques années devenir une technologie rentable. On peut néanmoins garder à l'esprit quelques raisonnements de bon sens, mais trop souvent oubliés :

- Lorsqu'une technologie comporte essentiellement des coûts fixes, il est alors nécessaire que la durée d'utilisation de l'installation soit aussi longue que possible. Par exemple, fabriquer de l'hydrogène par électrolyse, pourquoi pas... mais l'électrolyseur étant un outil très capitalistique, même si des progrès sont envisageables, il vaudrait mieux qu'il fonctionne en permanence, donc avec une électricité dite de base. Imaginer que l'électrolyse fonctionne uniquement lorsque l'électricité renouvelable est excédentaire – « puisque ça ne coûte rien » – est en réalité une solution très coûteuse.
- Quand le rapport entre le coût actuel et le prix de marché est de 2, voire de 3 ou 5, on peut espérer que le progrès technique viendra combler ce handicap. Quand il est de 50 ou de 100, plus qu'une absurdité, c'est un scandale. C'est l'exemple de la désastreuse « route photovoltaïque ».

Faudra-t-il arrêter tout recours aux énergies fossiles ?

Bien entendu, moins on utilisera d'énergies fossiles, et plus on pourra réduire les émissions de CO₂, comme

l'aurait dit Monsieur de La Palice. La question est donc : « Est-il crédible d'arriver à zéro en 2050 ? ». À l'évidence, non. Dans son « World Energy Outlook 2018 », l'Agence internationale de l'énergie prévoit qu'en 2040, même dans son scénario SDS, le plus respectueux du développement durable, la part des énergies fossiles dans la demande mondiale d'énergie primaire sera de 60 % ! On peut ironiser sur l'AIE, la trouver timorée, voire sous influence des lobbies ou de gouvernements climato-sceptiques, l'écart est tel que cela signifie que l'on n'atteindra pas zéro en 2050. Faut-il donc baisser les bras ? Pas nécessairement, mais il va nous falloir affiner l'analyse et faire la différence entre les émissions concentrées et les émissions diffuses.

Les émissions concentrées : objectif zéro !

Les émissions concentrées sont toutes celles produites par les grandes installations industrielles. La production d'électricité tout d'abord, mais gardons-nous d'oublier les autres : la sidérurgie, les cimenteries, l'industrie agro-alimentaire, l'industrie chimique... Pour certaines, en particulier les cimenteries et la sidérurgie, les émissions sont des émissions de procédé, c'est-à-dire qu'elles existent même si l'énergie utilisée est décarbonée. Or, personne n'envisage sérieusement de se passer de ces activités. Pour ce qui concerne la production d'électricité, c'est même l'inverse : la meilleure façon de réduire les émissions diffuses est d'accroître l'utilisation de l'électricité dans les transports et les bâtiments. Il faudra donc produire *plus* d'électricité.

La bonne nouvelle est que l'on sait, dès aujourd'hui, supprimer les émissions concentrées. La mauvaise nouvelle, c'est que les opinions publiques ne veulent pas des moyens nécessaires, en tout cas en Europe.

Les trois moyens sont connus : électricité renouvelable, nucléaire et CCS (acronyme anglais pour Capture et séquestration du CO₂). Aucun d'eux n'est soutenu avec enthousiasme.

- L'électricité renouvelable jouit certes d'un préjugé favorable, mais à la condition que les éoliennes ne soient pas « dans mon jardin », ni même « dans ma zone de pêche ». Or, les perspectives de croissance de l'éolien font qu'un nombre grandissant de jardins et de zones de pêche vont être concernés ! Le photovoltaïque est mieux toléré, mais les conditions climatiques sous nos latitudes lui interdisent de jouer un rôle prépondérant. Quant à la flexibilité accrue que leur intermittence rend nécessaire, elle devra pour l'essentiel être assurée par des moyens de stockage ou d'hybridation eux-mêmes directement ou indirectement émetteurs.
- Le nucléaire n'a pas bonne presse en Europe, c'est le moins que l'on puisse dire ! On le dit dangereux (les accidents), polluant (les déchets), coûteux (les déboires de l'EPR), voire impraticable, le changement climatique rendant problématique la capacité de refroidissement des cours d'eau.

Aucune de ces critiques n'est complètement infondée, mais aucune n'est totalement exacte. Le danger potentiel

est indéniable, et aucune concession ne doit être tolérée à l'égard des exigences de sûreté, mais les deux seuls accidents gravissimes (Tchernobyl et Fukushima) sont intervenus dans des pays qui n'avaient pas la culture de sûreté nécessaire (eh oui, c'est aussi vrai pour le Japon !). Les déchets sont un problème difficile, mais en voie de résolution en France. Le coût du nucléaire du futur est peut-être le problème le plus préoccupant : si EDF ne réussit pas à développer un réacteur significativement plus économique que l'EPR actuel, alors le nucléaire du futur sera russe ou chinois. Quant à la recherche de sites nouveaux, il est vrai qu'ils devront être principalement situés sur le littoral, et donc en nombre modeste.

Il reste que le nucléaire ne produit aucune émission de gaz à effet de serre (sauf un peu pendant la phase de construction et pour l'extraction du minerai), que sa consommation de substances rares est très modeste, et que ce serait folie de le rayer de la liste des outils à utiliser. Les ONG qui ont lancé fin 2018 leur grande pétition sur le climat ont cru bon d'y inclure la sortie du nucléaire : c'est une malhonnêteté intellectuelle.

- Reste le CCS, dont le statut est réellement étrange. Voici une technologie qui est ancienne, prouvée par des années de mise en œuvre, d'un coût modeste par rapport à d'autres – il suffit pour s'en convaincre d'imaginer que des centrales électriques à charbon avec CCS pourraient bénéficier des mêmes tarifs de rachat que ceux qui ont été consentis au photovoltaïque en Europe.

18 installations fonctionnent dans le monde, 5 sont en construction, et une vingtaine d'autres en projet. Mais seule une petite dizaine de pays y ont recours : États-Unis, Canada, Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni, Australie, Chine, Japon et Abu Dhabi. Les autres pays, en particulier les autres pays européens, soit s'en détournent, soit même la bannissent comme l'Allemagne.

Aucune des raisons invoquées ne résiste à l'analyse : 1) le coût tout d'abord : le GIEC estime que la dépense pour atteindre l'objectif plus 2°C serait deux fois et demie plus élevée sans CCS qu'avec CCS ; 2) la maturité du procédé, ensuite : la séparation du CO₂ est un procédé courant dans l'industrie, et ce depuis des décennies ; son transport est une activité banale et son injection dans des réservoirs géologiques n'est pas plus compliquée que l'injection de méthane pratiquée dans nos grands stockages de gaz naturel ; 3) puis le danger en cas de fuite : faut-il rappeler que le CO₂ n'est pas toxique, qu'il existe dans notre atmosphère et donc que nous le respirons ? À supposer qu'un réservoir perde 10 % de son CO₂ (ce qui n'est pas le cas des installations actuelles), cela signifierait que 90 % du gaz a pu être stocké, c'est quand même beaucoup mieux que s'il avait été entièrement rendu à l'atmosphère ! 4) Enfin, reste le grand argument politique : pratiquer le CCS, c'est encourager le maintien de l'utilisation du charbon. Malheureusement, comme nous l'avons déjà souligné, on ne se passera pas du charbon, ni du gaz, à l'horizon 2050. Et nous ne pourrions nous passer ni des cimenteries, ni de la sidérurgie, pas plus que de l'industrie agro-alimentaire.



Installations de capture du carbone d'une centrale électrique au sud-ouest de Houston (Texas).

« Seule une petite dizaine de pays ont aujourd'hui recours à la capture du CO₂. »

En résumé, l'objectif zéro dans le cas des émissions concentrées est parfaitement atteignable, si et seulement si l'on accepte de se servir des trois outils à notre disposition : les énergies renouvelables, le nucléaire et le CCS.

Les émissions diffuses : les réduire au minimum (mais ce ne sera pas zéro)

Une chose est claire : il ne sera pas possible d'appliquer le CCS aux émissions des gaz d'échappement des voitures, des avions, des chaudières à charbon, au fioul ou à gaz. Pour toutes les émissions diffuses, l'objectif doit donc être, d'une part, de réduire les consommations (nous y reviendrons) et, d'autre part, d'utiliser au maximum des vecteurs énergétiques non carbonés : l'électricité, l'hydrogène ou la biomasse, qui contient du carbone, mais du carbone puisé dans l'atmosphère et donc recyclé. C'est possible, mais encore faut-il se méfier des slogans et des raisonnements faux. Exemples :

- Les voitures électriques ont besoin de batteries, qui contiennent un certain nombre de métaux (lithium, en particulier), dont la métallurgie réclame des quantités énormes d'énergie, généralement fossiles, compte tenu des pays dans lesquels elle est pratiquée. D'où une première conclusion : la voiture électrique permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre si la recharge est effectuée avec une électricité décarbonée, mais elle ne permet pas, pour l'instant, d'atteindre le « zéro émission ». Une révolution dans la technologie des batteries est-elle possible ? Sera-t-elle conduite en Europe, afin

d'échapper à la domination absolue de la Chine sur la technologie Lithium-ion ? Il faut s'en donner les moyens, sans pour autant négliger les autres pistes de progrès, comme l'objectif d'une voiture « 2 litres/100 km ».

- L'hydrogène – comme cela a déjà été mentionné plus haut – est coûteux à produire, sauf si l'on a recours au craquage du méthane, avec bien sûr mise en œuvre du CCS. Il est également coûteux à distribuer en station-service. Enfin, les piles à combustible, qui utilisent l'hydrogène pour propulser les véhicules, sont également d'un prix exorbitant. Conclusion : la mobilité n'est sans doute pas l'utilisation la meilleure pour l'hydrogène (en tout cas pour les voitures individuelles), qui aura en revanche toute sa place dans les processus industriels.
- La biomasse peut être une solution intéressante, mais l'on se heurte à deux contraintes : son utilisation peut provoquer de la pollution locale (contrairement à l'électricité et à l'hydrogène) et surtout sa production entrera souvent en concurrence avec d'autres usages du sol, en particulier pour l'alimentation humaine ; or, ces situations de concurrence risquent elles-mêmes d'être exacerbées par... le changement climatique inéluctable !
- L'idée bucolique de l'énergie répartie, selon laquelle chaque foyer ou chaque communauté locale produit l'énergie qu'il consomme sur place, est une idée sympathique ; elle peut être encouragée là où c'est possible, mais à la condition d'avoir conscience que cela ne peut concerner qu'une petite fraction de la consommation d'énergie : celle consommée en zone rurale ou péri-urbaine. Or, s'il est un point sur lequel les experts sont

d'accord, c'est sur l'augmentation inéluctable de l'habitat urbain, surtout dans les grandes métropoles, là où la production locale d'énergie devient acrobatique.

En résumé : n'exclure aucune piste, mais se méfier des solutions miracles, et ne pas oublier de prendre en compte la totalité des émissions et la totalité des coûts tout au long du cycle de vie.

Des émissions négatives ?

Puisque les émissions ne vont pas disparaître, en tout cas dans le secteur diffus, l'objectif zéro émission suppose des émissions négatives quelque part ailleurs. On ne voit guère que deux possibilités, bien entendu avec recours au CCS dans les deux cas : la capture directe du CO₂ dans l'atmosphère (DCR, pour Direct Carbon Removal) ou l'utilisation énergétique de la biomasse (BECCS). La première piste a donné lieu à des prototypes de faible capacité, elle est très gourmande en énergie ; la seconde aura en permanence à affronter le problème de la concurrence avec les usages alimentaires des sols. Donc des pistes, mais pas des solutions miracles.

Quelles conséquences pour les grands groupes français du secteur ?

On ne peut pas imaginer que les changements radicaux qu'exige l'atteinte de l'objectif « plus 1,5°C » seront sans conséquence sur le tissu industriel français, et plus généralement européen. Le sujet nécessiterait une étude approfondie. Bornons-nous à quelques remarques superficielles concernant les principaux acteurs du secteur.

- L'industrie pétrolière, et en particulier Total, verra à terme son activité traditionnelle se dérober sous ses pieds. L'inquiétude doit être néanmoins tempérée : tout d'abord, le taux de déclin des gisements actuels est plus élevé que le taux de réduction prévisible de la demande, ce qui éloigne le spectre de devoir constater des actifs inutilisables (les *stranded assets*). Ensuite et surtout, la véritable compétence du secteur pétrolier mondial, qu'il est à peu près le seul à détenir, est de savoir lancer et gérer des projets d'un montant de plusieurs dizaines de milliards, techniquement, financièrement et commercialement. Le basculement progressif vers l'électricité et les énergies renouvelables ne se produira pas, quoi que l'on ait pu parfois dire, sans ces « méga-projets ». Le virage sera sans doute délicat à négocier, notamment pour l'industrie du raffinage, dont la répartition des produits est amenée à se modifier considérablement (disparition du fuel lourd, forte réduction des carburants, maintien du kérosène, développement des bases pétrochimiques légères...). Mais l'inquiétude n'est pas de mise... L'industrie gazière peut, avec des nuances, être rangée dans la même catégorie. Elle possède en outre les compétences pour se lancer dans le biogaz.
- EDF, on l'a vu, bénéficie d'un secteur particulièrement porteur. Mais elle doit impérativement résoudre un problème spécifique : la rentabilité du nucléaire du futur. Il n'y a pas pour cette entreprise de défi stratégique plus important.

- Veolia et Suez – les « utilités environnement », comme on les appelle – sont elles aussi sur des marchés appelés à progresser, en particulier le recyclage des métaux rares et ce que l'on appelle la « mine urbaine ». En outre, elles disposent au plan mondial d'un savoir-faire inégalé en matière de délégation de service public, ce qui devrait leur permettre de créer et de développer les nouveaux métiers liés à la capture et à la séquestration du CO₂.
- L'industrie automobile, quant à elle, doit faire face à un défi autrement plus redoutable : alors qu'elle s'est spécialisée en Europe dans les moteurs à combustion interne, avec le succès remarquable que l'on connaît, voilà que l'avenir semble appartenir aux véhicules électriques ou hybrides, donc... à l'Asie, en particulier à la Chine. Les Européens parviendront-ils à s'imposer sur ce nouveau marché ? Avouons qu'ils partent avec un certain retard, aggravé par la suprématie asiatique dans le domaine des batteries. Dans ce dernier secteur, le sursaut est doublement indispensable : en premier lieu, pour éviter une domination technologique totale, mais aussi parce que la technologie actuelle, très gourmande en énergie, n'est pas satisfaisante dans la mesure où elle ne permet pas d'atteindre les objectifs climatiques.
- Il va de soi que plus d'électricité et plus d'urbanisation supposent plus de technologies de l'information et de la communication. Mais le problème n'est pas spécifique à la transition énergétique : l'Europe saura-t-elle résister aux GAFA ?

L'opinion française est-elle prête ?

La description des solutions possibles, de leur potentiel respectif, de leurs limites et des difficultés de leur mise en œuvre, à laquelle nous venons de procéder, donne l'impression que la préconisation du GIEC est une « mission impossible ». Et pourtant, il faudra bien y arriver, ou du moins s'en rapprocher le plus possible. Rien ne sera possible si les citoyens n'adhèrent pas pleinement aux changements nécessaires.

De ce point de vue, l'épisode des Gilets jaunes est pré-occupant. Comme toutes les solutions sont imparfaites, avec des avantages et des inconvénients, le risque existe qu'une partie de l'opinion s'empare d'un choix politique, monte en épingle ses aspects négatifs, et de ce fait le rejette, sans apprécier les contreparties positives, ou avec l'impression que ceux qui en pâtissent ne sont pas les mêmes que ceux qui en profitent. Il est clair que la transition énergétique ne pourra pas être imposée d'en haut. Quelques précautions paraissent indispensables : éviter le gaspillage des fausses pistes (voir *supra*), décrire avec clarté les avantages et les inconvénients de chaque politique, afin d'éviter, si cela est possible, les propositions du type « Y a qu'à », s'assurer que le coût de la politique ne pèse pas abusivement sur les catégories les plus modestes, compenser ce coût pour celles-ci, avec effet immédiat et non pas différé. Contrairement à ce que l'on entend souvent, le produit financier d'une éventuelle taxe carbone ne doit pas être consacré au financement de mesures visant à réduire les émissions, puisque la taxe a cet effet par elle-même. Il doit être utilisé pour en effacer

le coût pour les citoyens les moins favorisés et les moins en mesure de réduire leur consommation.

Enfin, sans doute faudra-t-il se résoudre à accepter l'idée, sinon d'une décroissance économique, puisque nos économies ne savent pas le faire sans détruire des emplois, du moins d'une guerre sans merci – mais au moindre coût – au gaspillage des ressources énergétiques et minérales. Si l'austérité est triste, la sobriété peut être joyeuse. Ce ne sera pas là le moindre des changements de comporte-

ments auxquels nos sociétés vont être appelées à opérer. Et il faut bien reconnaître que si nous sommes convaincus de la nécessité de réduire les consommations d'énergie, nous pensons plus à celles du voisin qu'aux nôtres.

Face à l'impératif de réussir en dépit des difficultés de la tâche, il nous faut plus que jamais reprendre à notre compte la maxime de Guillaume d'Orange : « Point n'est besoin d'espérer pour entreprendre, ni de réussir pour persévérer. »

De nouvelles technologies de l'énergie en rupture ?

Par Hervé BERCEGOL, Sophie DIDIERJEAN, Mathieu ÉTIENNE, François KALAYDJIAN, Jean LE BIDEAU, Fabrice LEMOINE, Guy MAISONNIER, Gaël MARANZANA, Fabrice PATISSON et Abdelilah SLAOUI
Alliance ANCRE ⁽¹⁾

La question climatique impose une forte accélération de l'innovation dans les technologies de l'énergie et les procédés bas carbone. L'introduction massive d'énergie renouvelable intermittente nécessite la mise en œuvre de dispositifs de stockage de l'électricité à bas coût et durables, l'utilisation de vecteurs énergétiques décarbonés et versatiles, tels que l'hydrogène produit par électrolyse. Au-delà, les secteurs des carburants pour les transports, de la chimie et des matériaux doivent être massivement défossilisés, en ayant recours au captage et à la séquestration du CO₂ dans les procédés industriels, dont une partie peut être réutilisée comme matière première, ou en faisant appel à des procédés plus neutres en carbone dans les secteurs très émetteurs (sidérurgie). Enfin, la co-conversion de l'hydrogène et du dioxyde de carbone en carburants et molécules d'intérêt mise sur des technologies de rupture, telles que la biologie synthétique, la photocatalyse ou encore l'électrosynthèse.

Enjeux pour 2050 : décarboner et défossiliser l'énergie

La question climatique, cruciale pour le rythme de transformation des technologies de l'énergie, a été remise sur le devant de la scène par l'Accord de Paris lors de la COP21. L'Agence internationale de l'énergie (IEA, 2017) note que limiter au plus à + 2°C (2DS « 2°C scenario ») l'augmentation de la température mondiale suppose un volontarisme sans précédent pour déployer les technologies bas carbone existantes et un soutien très fort à l'innovation, des efforts qui devraient être encore amplifiés dans un scénario visant à rester en deçà de 2°C (B2DS, pour "beyond 2 degrees scenario" équivalent à + 1,75°C). Le rapport spécial du GIEC, publié en octobre 2018 (IPCC, 2018), a mis en lumière l'intérêt et la difficulté de limiter l'augmentation de température moyenne à + 1,5°C par rapport au niveau préindustriel, à l'horizon 2100. Les scénarios permettant d'atteindre cet objectif (IPCC, 2018) reposent soit sur des efforts inédits d'efficacité énergétique et de sobriété à réaliser au plus tôt, soit sur la mise en œuvre à grande échelle, avant 2050 et jusqu'à la fin du XXI^e siècle, de technologies d'émissions négatives de CO₂.

(1) L'Alliance ANCRE réunit l'ensemble des organismes de recherche publics français concernés par les problématiques de l'énergie, soit en tant que membres fondateurs (CEA, CNRS, CPU, IFPEN), soit en tant que membres associés (Andra, BRGM, CDEFI, Cerema, Cirad, CSTB, Ifremer, Ifsttar, Ineris, Inra, Inria, IRD, IRSN, Irstea, LNE, Onera). Le site Internet de l'Association est : <https://www.allianceenergie.fr/>

Au niveau mondial, l'objectif du respect des 2°C (IEA, 2017) impose déjà d'avoir réduit en 2040 de près de 80 % les émissions du secteur électrique et d'environ 35 % en moyenne celles liées à la consommation énergétique finale des secteurs des transports, du bâtiment et de l'industrie. Pour ce faire, il faut agir sur chacun des maillons de la chaîne énergétique.

La production d'électricité renouvelable, nucléaire ou fossile décarbonée, complétée par des outils de flexibilité comme le stockage d'électricité (voir le paragraphe « Le stockage électrochimique »), et l'utilisation de biomasse et de chaleur renouvelable font ainsi partie des options permettant d'envisager une décarbonation quasi complète. Un panel de solutions devra être déployé intégrant sobriété, gestion de l'offre et de la demande, efficacité énergétique, développement des énergies décarbonées ou des émissions négatives de CO₂ par la mise en œuvre de technologies de CCUS ⁽²⁾.

L'hydrogène (voir le paragraphe « L'électrolyse de l'eau et la bio-électrolyse ») et les technologies CCUS sont en cours de mobilisation pour arriver à décarboner l'industrie (voir le paragraphe « La défossilisation des carburants, de la chimie et des matériaux »). Cela ouvre alors la voie aux options de valorisation du CO₂ sous forme de CH₄ grâce aux procédés de méthanation, ou encore aux carburants de synthèse, « e-fuels », avec le stockage d'énergie élec-

(2) CCUS : captage, stockage et utilisation du CO₂ (en anglais : CO₂ Capture, Utilisation et Storage).

trique ou plus directement d'énergie solaire sous forme d'hydrocarbures. Cela viendrait compléter, pour le secteur de la mobilité, les motorisations électriques avec ou sans le recours à une pile hydrogène, ou l'usage des biocarburants et du biogaz.

Cet article va balayer différents domaines technologiques dans lesquels des ruptures pourraient survenir pour approcher au plus près des objectifs évoqués *supra*.

Le stockage électrochimique

La décarbonation de l'électricité

La décarbonation de l'électricité par le recours aux énergies renouvelables demande des technologies permettant un stockage efficace et de longue durée de l'énergie. Le stockage électrochimique figure parmi les solutions les plus prometteuses. De très grands efforts, sur le plan scientifique et technologique, sont déployés en vue d'augmenter la densité massique d'énergie, la capacité globale de stockage, la durabilité des batteries, et ce tout en assurant la soutenabilité de la filière en termes de consommation des ressources primaires.

Les batteries du futur à électrodes solides

La demande croissante en stockage d'énergie et les prévisions d'une diminution par 2 du coût du kWh stocké dans une batterie lithium accentuent plus encore la question du caractère limité des ressources en lithium et en cobalt (Nykqvist, 2015).

Parmi les alternatives possibles, les dispositifs à base de sodium semblent particulièrement intéressants en raison de l'abondance de celui-ci, de son bas prix et du faible impact écologique de son extraction. Ces batteries présentent des performances raisonnables, entre autres grâce au potentiel redox du couple Na^+/Na , conduisant à des performances presque aussi élevées que celles obtenues avec le couple Li^+/Li (Kundu, 2015). Les batteries à air pourraient utiliser le dioxygène ambiant en tant qu'espèce électro-active pour l'électrode positive et apporter un gain théorique très important du fait de la disponibilité illimitée, en tout lieu, du dioxygène. Le développement de ces techniques se heurte à la présence des autres composants de l'air qui limitent le nombre des cycles possibles de charge et de décharge (Asadi, 2018). Seules les batteries zinc-air, qui affichent une énergie stockée moindre que les batteries lithium-air (pour un coût nettement inférieur), trouvent actuellement un débouché commercial⁽³⁾. Les systèmes aqueux sont eux aussi très étudiés, mais ils présentent une capacité de stockage d'énergie moindre ainsi qu'une puissance limitée⁽⁴⁾. Il faut aussi noter les efforts importants pour amener sur le marché des systèmes à base de soufre qui présentent des densités massiques d'énergie plus élevées que celles des batteries au lithium, ou encore plus élevées que des batteries à base de silicium. Enfin, le développement des batteries organiques est en cours, ce qui va permettre de s'affranchir à faible

coût de nombreuses contraintes environnementales et géopolitiques.

Les batteries redox flow durables

Les batteries redox à circulation (*redox flow batteries*) sont parfaitement adaptées au stockage massif de l'énergie électrique intermittente, du fait que la puissance électrique produite par leurs cellules électrochimiques (typiquement 100 à 500 kW) est découplée de leur capacité de stockage dans des volumes variables d'électrolyte (jusqu'à 800 MWh pour un projet développé à Dalian, en Chine). Elles sont généralement d'une mise en œuvre relativement facile, tout comme l'est leur maintenance ; *a fortiori*, la perspective d'un coût de fabrication réduit pourrait les rendre rapidement compétitives. Développée dans les années 1980 par une équipe australienne, la technologie actuellement la plus mature est la batterie « tout vanadium ». Dans le but de diminuer encore le coût du stockage de l'énergie et éviter de dépendre de ressources limitées en vanadium, d'autres couples redox sont en cours d'étude : il s'agit de mettre au point des électrolytes à base de composés organométalliques et de molécules organiques en milieu aqueux. Les batteries développées avec ces composés, notamment par la société française Kemiwatt, s'inscrivent clairement dans la logique de développement durable, mais elles nécessitent encore un effort de recherche dans les domaines de la chimie, des matériaux et de l'ingénierie.

L'électrolyse de l'eau et la bio-électrolyse

En dépit des progrès attendus, les batteries ne pourront pas répondre aux besoins de stockage exigeant d'associer compacité et grande capacité. Le seul exemple de stockage dense, fiable et de longue durée est l'énergie associée aux liaisons chimiques.

La première des molécules visées est l'hydrogène H_2 , obtenu par conversion de l'énergie électrique grâce à un électrolyseur. Le déploiement à grande échelle des énergies électriques renouvelables variables va conduire à des excédents de production, qui seront autant d'énergie bon marché à valoriser sous forme d'hydrogène. Une cellule élémentaire d'un électrolyseur est constituée d'un électrolyte, dont le rôle est de transporter des ions, pris en sandwich entre deux électrodes poreuses à la surface desquelles se produisent les demi-réactions de dégagement d'hydrogène et d'oxygène. Il existe différentes technologies qui diffèrent par la nature de l'électrolyte utilisé (voir la Figure 1 de la page suivante). Les électrolyseurs alcalins qui utilisent une solution de potasse (KOH) sont une technologie mature pour la production stationnaire de grandes quantités d'hydrogène, mais ils sont mal adaptés aux fluctuations typiques des énergies intermittentes. Les électrolyseurs à membrane échangeuse de protons sont beaucoup plus compacts et réactifs, mais leurs électrodes sont à base d'iridium et de platine, deux métaux disponibles en quantité limitée. La technologie à oxyde solide qui fonctionne à haute température (700°C) semble prometteuse en termes d'efficacité, mais elle est d'une mise en œuvre peu souple. Si l'on postule que l'énergie

(3) www.nantenergy.com

(4) www.aquionenergy.com ; www.znrblog.wordpress.com

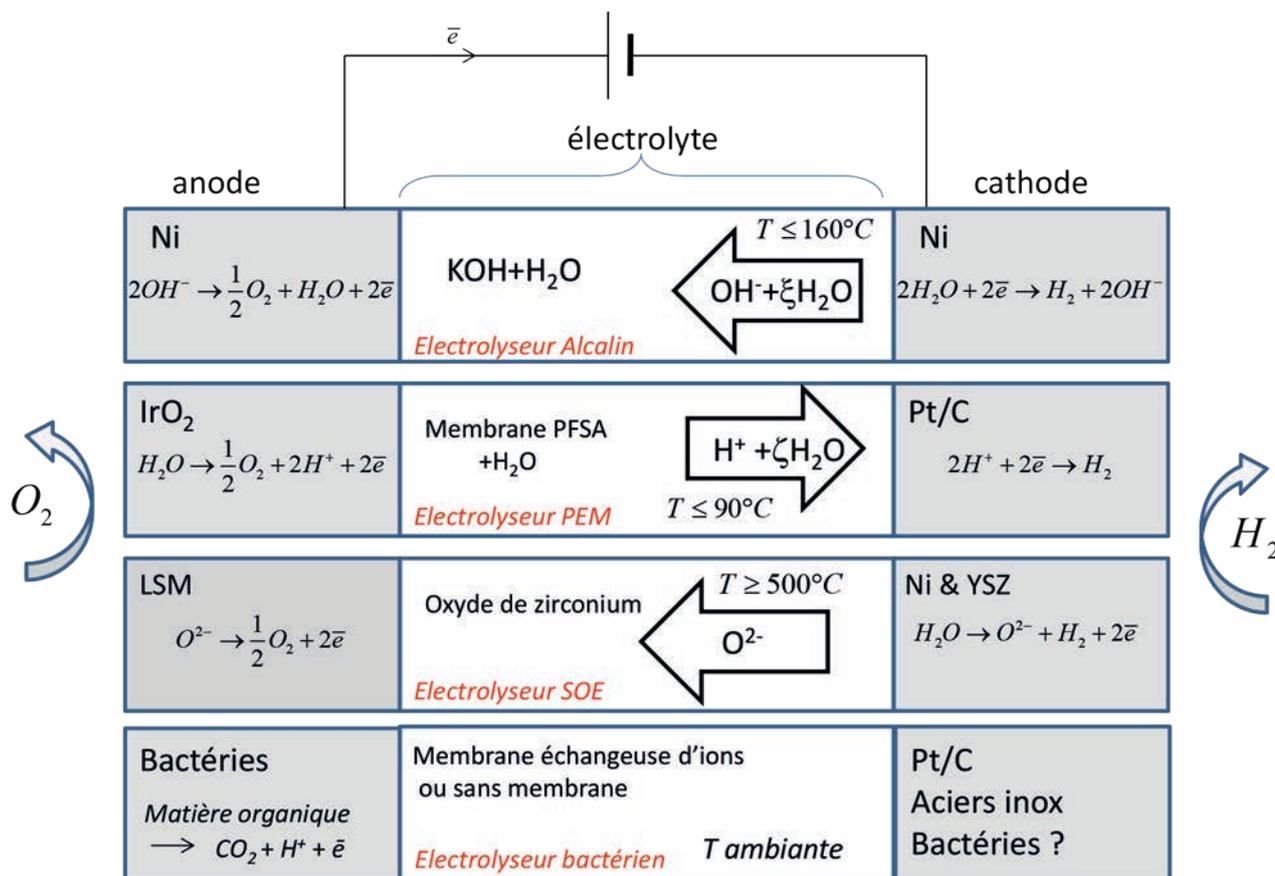


Figure 1 : Schéma de principe des différentes voies de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

électrique excédentaire sera bon marché et dispersée, comme le sont les usages de l'hydrogène, sur l'ensemble du territoire, il y a un intérêt tout particulier à développer une technologie de bas CAPEX : elle est peut-être moins efficace, mais elle est implantable à grande échelle. Il s'agit peut-être de l'électrolyse à membrane alcaline qui ne nécessite pas l'utilisation de métaux nobles, mais seulement des membranes échangeuses d'anions suffisamment performantes et durables. On mentionnera aussi la bio-électrolyse qui associe la biodégradation de matière organique par une bio-anode à la production d'hydrogène. Cette approche diminue fortement l'énergie électrique nécessaire pour produire l'hydrogène au niveau de la cathode, dont le catalyseur pourrait également être bactérien.

La défossilisation des carburants, de la chimie et des matériaux

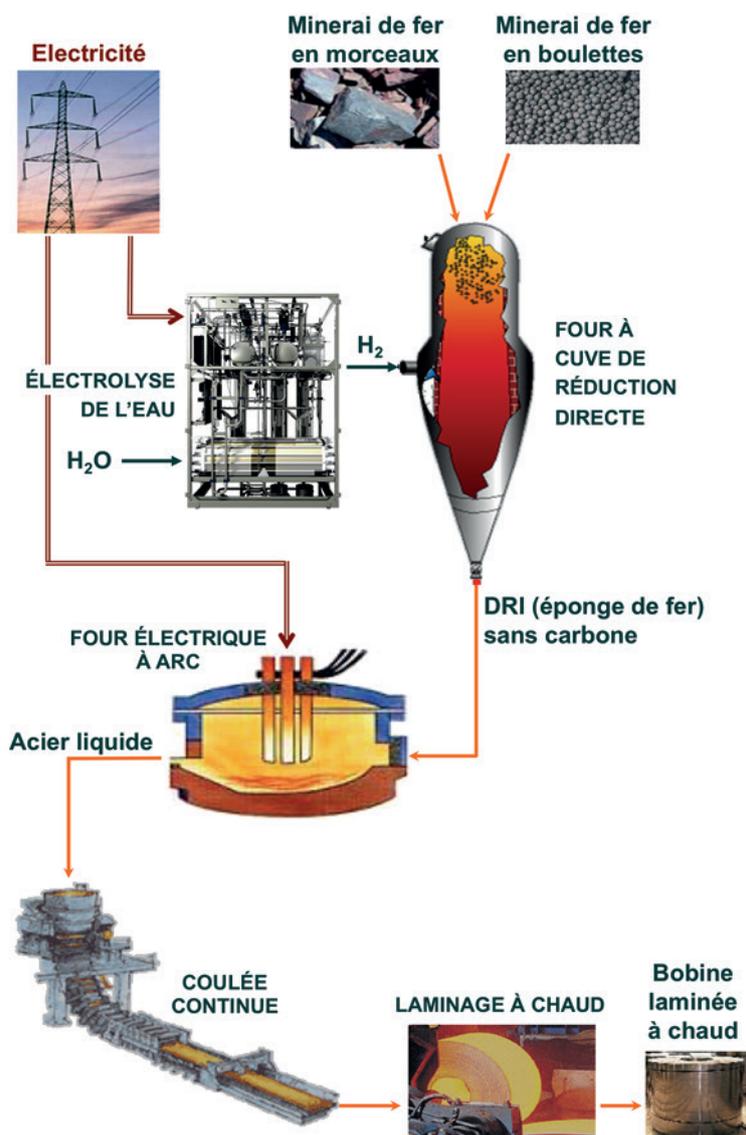
De nombreux travaux visent à passer outre le recours aux ressources fossiles. On citera la défossilisation de la sidérurgie (voir le paragraphe suivant), où le charbon est remplacé par l'hydrogène obtenu par des procédés bas carbone. Mais, dans la plupart des cas, le carbone reste un élément important des produits. Il s'agit dès lors de travailler sur le cycle du carbone pour le rapprocher le plus possible d'une économie circulaire. Nous aborderons la question du CCUS *infra* (voir le paragraphe « Les technologies de captage, d'utilisation et de stockage du CO₂ (CCUS) »).

Défossiliser la sidérurgie

Dans la sidérurgie, l'emploi de charbon et de coke dans les hauts fourneaux pour à la fois réduire le minerai (oxydes de fer) et chauffer le réacteur conduit à des émissions de CO₂ considérables (1,9 t CO₂/t d'acier et 7 % des émissions anthropiques). Remplacer le carbone par de l'hydrogène comme agent réducteur supprimerait les émissions liées à la réduction (émission d'H₂O au lieu de CO₂). Une filière acier fondée sur l'hydrogène pour l'opération de réduction et sur le four électrique pour celle de la fusion est envisageable (voir la Figure 2 de la page suivante) ; elle conduirait à une réduction de 80 % des émissions de CO₂ spécifiques à ces opérations (Ranzani, 2013) selon les données du projet ULCOS (2004-2010). Plusieurs programmes de R&D et démonstrateurs sont actuellement consacrés à ce sujet en Europe (Suède : HYBRIT ; Allemagne : SALCOS, projet européen H2FUTURE). Ces technologies sont matures, le seul véritable verrou est aujourd'hui surtout d'ordre économique.

Les technologies de captage, d'utilisation et de stockage du CO₂ (CCUS)

Le sigle CCUS recouvre un certain nombre de technologies qui s'appliquent tant à la décarbonation de la production d'électricité qu'à celle de la production industrielle. Il s'agit de capter le CO₂ émis par les centrales thermiques à flamme et les émissions des grandes unités industrielles des secteurs de la sidérurgie, de la cimenterie ou du raffinage.



FILIÈRE ACIER BASÉE SUR L'HYDROGÈNE

Figure 2 : Filière sidérurgique basée sur l'hydrogène et l'électricité bas carbone (©Fabrice PATISSON).

Les technologies de captage ont reposé jusqu'à présent sur des procédés d'absorption chimique ou physique par solvants ou sur des procédés d'oxycombustion⁽⁵⁾, l'oxygène résultant d'une distillation cryogénique de l'air au bilan énergétique peu favorable. Des voies en rupture émergent cependant : il s'agit des réacteurs à centrifugation, ils sont plus compacts que les tours d'absorption et marquent un progrès par rapport à l'oxycombustion, l'oxygène étant produit par boucle chimique⁽⁶⁾ (CLC) au moyen de deux réacteurs, l'un alimenté par de l'air, l'autre par un hydrocarbure. Des particules métalliques transitent alternativement de l'un à l'autre, s'oxydant dans le premier et transférant l'oxygène à l'hydrocarbure dans le second. Nombre de verrous techniques restent à être levés : stabilité mécanique des réacteurs tournants, réactivité et durée de vie des particules métalliques pour le CLC.

(5) Oxycombustion : combustion à l'oxygène.

(6) Ce procédé est appelé Chemical Looping Combustion (CLC).

Le CO₂ capté peut être soit transporté puis stocké dans le sous-sol (CCS), soit transformé et séquestré dans des produits manufacturés (CCU). Le CCU semble revêtir aujourd'hui une dimension stratégique au niveau de nombreux pays développés (Sapea, 2018). L'impact climatique d'une telle séquestration est lié au temps de résidence du CO₂ dans le produit dans lequel il est transformé, qu'il s'agisse de matériaux solides, comme le ciment, ou de carburants alternatifs (réaction entre le CO₂ et de l'hydrogène). Cette dernière option est développée dans des démonstrateurs (méthanation dans le démonstrateur JUPITER1000 à Fos-sur-Mer⁽⁷⁾ ou production de méthanol par Carbon Recycling International en Islande), mais elle ne permet qu'un gain relatif, le CO₂ étant réémis lors d'une oxydation. Pour optimiser l'impact climatique de cette solution, il est nécessaire d'associer un hydrogène vert électrolytique avec un CO₂ « naturel ». Le mode le plus économique consiste à utiliser la biomasse, un concentrateur naturel du carbone de l'air, mais il pâtit de l'efficacité limitée de la photosynthèse naturelle pour convertir l'énergie solaire. Des technologies de capture directe du CO₂ atmosphérique se sont également développées dans le même temps, d'un point de vue scientifique (Lackner, 2013) et technologique (Keith, 2018). Des entreprises comme Carbon Engineering ou Climeworks proposent des procédés de captage direct du CO₂ dans l'air, qui reposent en général sur deux boucles chimiques.

Chimie, carburants électriques et solaires

Après captage du CO₂, l'enjeu est de convertir efficacement en liaisons chimiques les flux d'énergie propres (électricité non carbonée ou flux photonique solaire). L'exploitation durable de la biomasse pourrait permettre de réaliser au moins en partie ce travail de conversion, mais l'on se heurte à une limitation de son rendement (un taux de conversion du flux solaire en molécules organiques utiles inférieur à 1 %). Le niveau de déploiement des solutions à base de biomasse sera contraint par la concurrence qu'elles instaurent avec l'agriculture fournissant des produits alimentaires et par la nécessité d'assurer la protection de certains territoires pour préserver la biodiversité. À l'échelle d'un continent densément peuplé, comme l'Europe ou la Chine, la mise en œuvre de technologies plus efficaces sur le plan énergétique est indispensable. Si l'on souhaite atteindre des rendements surfaciques au minimum dix fois plus importants que ceux de la biomasse traditionnelle⁽⁸⁾, quatre types de solutions sont alors envisageables :

- Dans le but de contourner les limites de la photosynthèse naturelle des plantes, des micro-organismes, dont le métabolisme peut être modifié grâce au génie génétique ou à la biologie synthétique, sont utilisés pour produire des biocarburants de troisième génération et des produits chimiques. Il s'agit ici de mettre à profit l'extraordinaire diversité du vivant (Sorigué, 2017).

(7) Lancé en 2016 sur le port de Marseille (Fos-sur-Mer), un projet de démonstrateur pionnier en France doit produire de l'hydrogène grâce aux électrolyseurs de la société McPhy, et valoriser, par méthanation, le CO₂ émis par les cheminées d'un site industriel.

(8) Ces solutions laisseraient donc toute la place nécessaire à l'agriculture vivrière et aux zones sanctuarisées pour la biodiversité.

- À côté de ces procédés biologiques, diverses solutions physico-chimiques sont développées (Tuller, 2017). Dans les régions d'ensoleillement élevé et quasi constant, le flux solaire concentré permet de réaliser des cycles thermochimiques fournissant de l'hydrogène à partir d'eau ou du monoxyde de carbone à partir de CO₂ (Marxer, 2017).
- Pour tirer parti de la disponibilité d'une production électrique renouvelable à prix bas voire négatifs, on peut aussi exploiter l'électrocatalyse pour produire l'hydrogène en tant qu'intermédiaire réactionnel, co-électrolyser le CO₂ et le H₂O, ou réduire le CO₂ en CO, en méthanol, etc. La production de gaz de synthèse (Chen, 2019), constitué de H₂ et CO, a l'avantage de permettre l'entrée sur un éventail de procédés très bien connus de l'industrie pour produire des hydrocarbures, des carburants pour le transport routier ou aérien, en recourant à la technologie Fischer-Tropsch, par exemple (Marques-Mota, 2019).
- Enfin, on peut combiner la conversion photon-électron et l'électrosynthèse : ces systèmes photo-électro catalytiques (PEC) ont récemment atteint un niveau très intéressant de conversion de l'énergie solaire en hydrogène : 19 % (Cheng, 2018), un taux représentant 85 % de la limite théorique de ce type de dispositif basé sur des empilements multijonction de semi-conducteurs. Cependant, la durabilité du dispositif n'est pas avérée du fait de l'utilisation d'éléments très rares comme catalyseurs, le ruthénium et le rhénium. Si la photo-électro-catalyse directe de CO₂ n'obtient pas un tel score, elle fait néanmoins l'objet de développements très importants aujourd'hui (Wang, 2018).

Les perspectives

Face à l'ampleur du défi lancé par la COP21, de nombreuses pistes existent. Au-delà de la mise au point des procédés, il faut travailler sur l'ensemble du système énergétique et sur les déterminants assurant sa soutenabilité : retour sur investissement énergétique (EROI) (Hall, 2017), utilisation sobre des matières premières et emprise minimale au sol. Nous avons déjà évoqué le dernier paramètre ; le second fait depuis peu l'objet d'attentions marquées, nous n'y reviendrons pas ici. Quant au premier, pour une usine d'hydrogène photoélectrochimique (PEC) (Sathre, 2014 ; Greenblatt, 2019), les premières estimations théoriques de l'EROI sont de l'ordre de 2, ce qui reste très insuffisant pour fournir toute l'énergie dont a besoin une société aussi complexe que la nôtre (Hall, 2017). Sur le plan économique, la création d'une usine PEC ne bénéficie pas d'un contexte favorable aujourd'hui en l'absence d'une taxe carbone élevée et du fait d'un coût de l'hydrogène produit cinq à dix fois plus élevé que celui du procédé de reformage du méthane à la vapeur (Shaner, 2016). Malgré tout, la littérature reste optimiste (Greenblatt, 2019) ; des gains sont attendus dans les décennies à venir, similaires à ceux obtenus pour les panneaux photovoltaïques, dont l'EROI a été multiplié par un facteur 3 environ sur une durée de vingt-cinq ans, alors même que le prix était au minimum divisé par 10 (Fraunhofer, 2019).

Références bibliographiques

- ASADI M. *et al.* (2018), *Nature* 555, pp. 502-506.
- CHEN P. *et al.* (2019), "Syngas Production from Electrocatalytic CO₂ Reduction with High Energetic Efficiency and Current Density", *J. Mater. Chem. A*.
- CHENG W.-H. *et al.* (2018), "Monolithic Photoelectrochemical Device for Direct Water Splitting with 19% Efficiency", *ACS Energy Letters* 3 (8), pp. 1795-1800.
- FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME (2019), "ISE, Photovoltaic report", www.ise.fraunhofer.de
- GREENBLATT J. R. (2019), "Photo-electrochemical Hydrogen Plants at Scale: A Life-cycle Net Energy Assessment", in *Integrated Solar Fuel Generators*, SHARP I. D., ATWATER H. A. & LEWERENZ H.-J. (ed), The Royal Society of Chemistry.
- HALL C. A. S. (2017), *Energy Return on Investment*, Springer.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017), "Energy Technology Perspectives 2017, Catalysing Energy Technology Transformations", OECD/IEA, voir également : <https://www.iea.org/etp2017/summary/>
- IPCC (2018), "Global Warming of 1.5 °C, an IPCC special report", 6 october.
- KEITH D. *et al.* (2018), "A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere", *Joule* 2, pp. 1573-1594.
- KUNDU D., TALAIE E., DUFFORT V. & NAZAR L. F. (2015), *Angew. Chem. Int. Ed.*, 54, pp. 3431-3448.
- LACKNER K. S. (2013), "The thermodynamics of direct air capture of carbon dioxide", *Energy* 50, pp. 38-46.
- MARQUES-MOTA F. & KIM D. H. (2019), "From CO₂ methanation to ambitious long-chain hydrocarbons: alternative fuels paving the path to sustainability", *Chem. Soc. Rev.* 48, pp. 205-259.
- MARXER D. (2017), "Solar thermochemical splitting of CO₂ into separate streams of CO and O₂ with high selectivity, stability, conversion, and efficiency", *Energy Environ. Sci.* 10, p. 1142.
- NYKVIST B. & NILSSON M. (2015), *Nature Climate Change* 5, pp. 329-332.
- RANZANI DA COSTA A. *et al.* (2013), *J. Cleaner Prod.*
- SCIENCE ADVICE FOR POLICY BY EUROPEAN ACADEMIES (2018), *Novel carbon capture and utilization technologies: research and climate aspects*, Berlin, <https://www.sapea.info/wp-content/uploads/CCU-report-web-version.pdf>
- SATHRE R. *et al.* (2014), "Life-cycle net energy assessment of large-scale hydrogen production via photoelectrochemical water splitting", *Energy Environ. Sci.* 7, pp. 3264-3278.
- SHANER M. R. *et al.* (2016), "A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy", *Energy Environ. Sci.*, 9, pp. 2354-2371.
- SORIGUÉ D. *et al.* (2017), "A microalgal photoenzyme converts fatty acids to hydrocarbons", *Science* 357, pp. 903-907.
- TULLER H. L. (2017), "Solar to fuels conversion technologies: a perspective", *Materials for Renewable & Sustainable Energy* 6:3, pp. 1-16.
- WANG Y. *et al.* (2018), "Efficient solar-driven electrocatalytic CO₂ reduction in a redox-medium-assisted system", *Nature Communications* 9, p. 5003.

Nouveau nucléaire : quelles technologies et quelles perspectives de développement en France et dans le monde ?

Par Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE

Directeur de l'Institut d'économie (I-tésé) du CEA et président de la section technique Économie de la SFEN ⁽¹⁾

Cet article situe l'ordre de grandeur de la contribution du nucléaire à la décarbonation mondiale à un peu moins de 10 % de l'effort global, ce qui correspond à un marché considérable, l'équivalent probablement de plus de mille réacteurs à construire d'ici à 2050. Ces réacteurs de nouvelle génération sont essentiellement refroidis par l'eau ordinaire, et correspondent, pour partie, à des petits ou moyens réacteurs innovants (SMRs). Le nucléaire est ainsi l'une des solutions pour décarboner, en complémentarité avec les énergies renouvelables.

En France, l'optimum économique pourrait être de maximiser la durée d'exploitation des réacteurs actuels, et donc de repousser, par voie de conséquence, le renouvellement du parc existant. Mais nous montrerons que cette stratégie serait lourde de conséquences industrielles des plus pénalisantes, alors que la *supply chain* a eu de grosses difficultés à se reconstituer. La logique qui apparaît la meilleure à ce stade, est de baisser les coûts des réacteurs industriels de troisième génération (par rapport aux têtes de série) et de renouveler le parc sans tarder, en recourant au réacteur EPR2 développé par Framatome.

Les conditions du développement du nucléaire

Le nucléaire aujourd'hui dans le monde

Aujourd'hui, l'énergie nucléaire assure 16 % de la production mondiale d'électricité, soit 2 700 TWh/an correspondant à la production de plus de quatre cents réacteurs actuellement en fonctionnement. Quarante-cinq réacteurs électronucléaires sont en construction dans le monde et de l'ordre de cent trente autres sont prévus, principalement en Chine, en Inde, au Japon, aux États-Unis et dans la Fédération de Russie. De nombreux pays qui ne comptent pas encore de réacteurs de puissance dans leur parc électrique ont décidé d'opter pour le nucléaire, notamment au Moyen-Orient et en Asie.

Toutefois, les années récentes ont vu quelques soubresauts affecter la renaissance du nucléaire qui a pris son essor au cours de la première décennie du siècle. D'une part, les réacteurs de nouvelle génération construits dans les pays du « Nord » ont fait face à des difficultés impor-

tantes, induisant des allongements des calendriers et des surcoûts significatifs. D'autre part, les effets du tsunami qui a frappé le Japon, le 11 mars 2011, ont provoqué les décisions de sortie du nucléaire de certains pays (comme l'Allemagne) et ont ralenti les programmes d'autres pays.

La compétitivité économique dans le mix électrique

Avec les niveaux actuels de coût de production ⁽²⁾, le nucléaire existant est extrêmement compétitif : dans les vingt ans à venir, aucun nouveau moyen de production ne pourra rivaliser avec la performance qu'il affiche. Par ailleurs, plus la durée d'exploitation des réacteurs est allongée, et plus le bénéfice est important, même si l'on tient compte des coûts nécessaires pour faire face aux conséquences du vieillissement des tranches et surtout pour améliorer leur performance de sûreté et la positionner à un niveau comparable aux standards les plus modernes.

(2) Voir, pour la France, l'étude de la SFEN, « Les coûts du nucléaire existant », 2017. Ces résultats sont en général transposables dans d'autres pays, si l'on excepte en particulier quelques réacteurs américains.

(1) Société française d'énergie nucléaire.

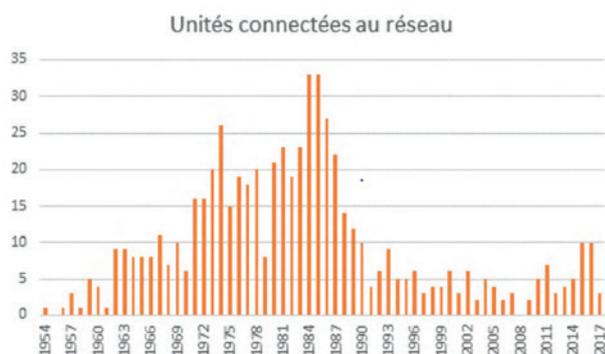


Figure 1 : Les unités connectées révèlent une dynamique de construction marquée par la conjoncture mondiale et la géopolitique (source : base PRIS, AIEA).

Le nucléaire du futur fait preuve d'une bonne compétitivité dans l'ensemble des zones, comme le montre la dernière étude de l'OCDE (voir la Figure 2 ci-après). Cette étude se fonde sur des chiffres européens relatifs à des réacteurs à eau de grande taille et porte sur la période postérieure à l'entrée en fonctionnement de certains prototypes comme Flamanville 3 ou Olkiluoto 3. Dans l'« ancien monde », les coûts actualisés du nouveau nucléaire sont typiquement de 60 à 75 euros/MWh (pour des taux d'actualisation allant de 5 à 7 %).

Ces chiffres sont encourageants pour le nucléaire. Ils doivent toutefois être nuancés dans deux directions au moins, qui portent sur sa compétitivité par rapport aux énergies renouvelables. Dans un sens, le coût de ces dernières énergies baisse à grande vitesse, et l'on voit actuellement des projets de fermes solaires affichant

des coûts inférieurs à 30 \$/MWh au Moyen-Orient. À l'inverse, de nombreux travaux d'économistes ont mis en évidence depuis une petite dizaine d'années l'importance des « coûts de système » pour toutes les productions électriques. Pour les renouvelables variables, ces coûts (liés essentiellement à l'ajustement offre-demande à court terme, à la variabilité, aux raccordements, ainsi qu'à la possibilité de déclenchement de coûts échoués en dynamique ⁽³⁾) sont généralement d'un ordre de plusieurs dizaines d'euros/MWh et augmentent avec la part de ces énergies dans le mix ⁽⁴⁾. Aujourd'hui, il faut donc apprécier le rôle du nucléaire dans des mix complets, et c'est dans ce nouveau cadre que sa compétitivité doit être appréciée. Les toutes prochaines années permettront de préciser ces données ⁽⁵⁾.

Les supply chains nucléaires (réacteurs et cycle)

Le développement du nucléaire résulte essentiellement d'un choix des États au titre de leur politique énergétique et d'un choix économique des compagnies électriques. Il nécessite aussi de disposer d'une capacité indus-

(3) Voir, notamment, le rapport de l'OCDE/AEN, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables", 2019, www.oecd-nea.org/news/2019/2019-01.html

(4) Voir l'article de Dominique Finon, consacré à ce sujet et publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

(5) Ainsi, il faudra analyser les situations locales avec des outils dédiés, dont la complexité est nettement plus grande que les coûts actualisés utilisés jusqu'ici. Il est assez peu probable que ces nouvelles méthodes amènent à remettre en question de façon forte la compétitivité du nucléaire dans les deux prochaines décennies. À l'avenir, il faudra définir des stratégies dynamiques pour chaque pays (ou zone électrique), et le nucléaire devrait, en règle générale, y figurer en bonne place selon l'analyse économique.

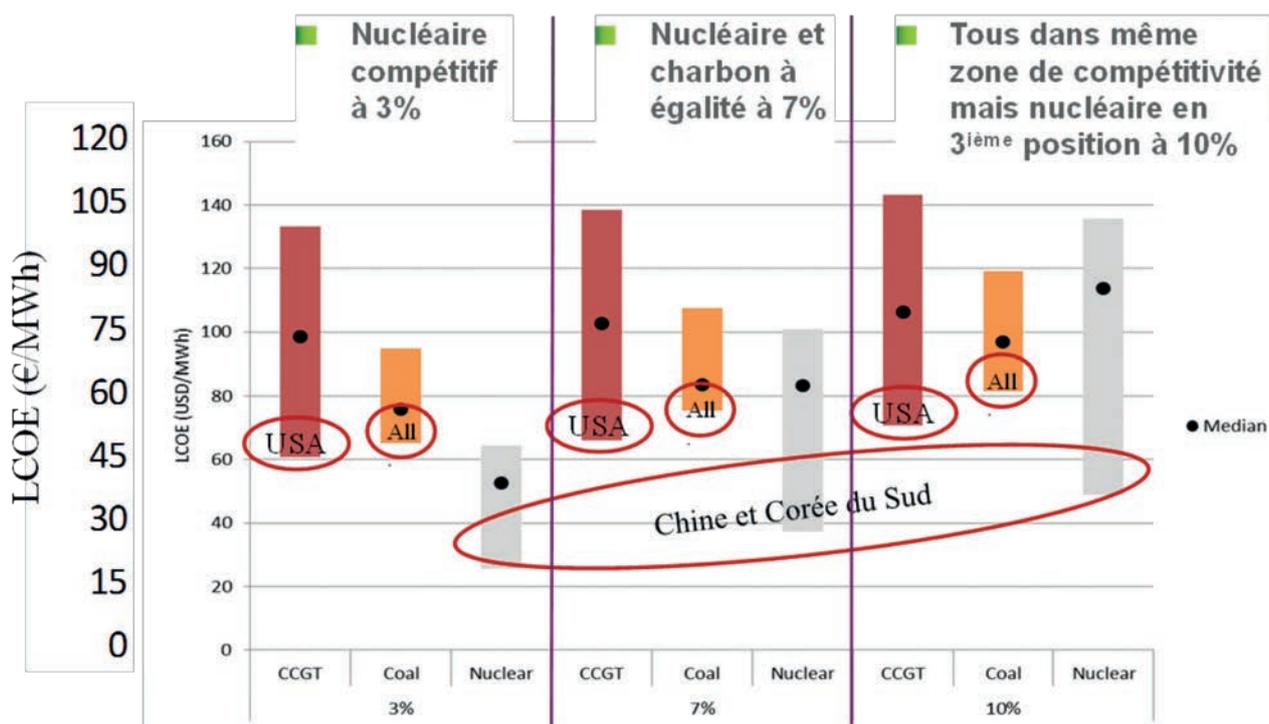


Figure 2 : Compétitivité du nucléaire à construire dans les principales zones du monde (source : OCDE AIE et AEN, 2015).
Nota : CCGT signifie cycle combiné gaz.

trielle pour partie spécifique (flot nucléaire). Ces éléments peuvent être totalement importés, essentiellement pour les « primo-accédants ». Deux enjeux sont très présents ici : la capacité mondiale à satisfaire des rythmes qui pourraient atteindre jusqu'à vingt réacteurs par an (soit de l'ordre de cent réacteurs en construction), et corrélativement la capacité à développer des *supply chains* locales. Ces sujets ne sont actuellement que peu l'objet de travaux universitaires, mais les expériences déjà anciennes des États-Unis ou de la France, et celle plus récente de la Chine, laissent augurer des marges de manœuvre suffisantes pour permettre de se conformer aux scénarios élevés qui ont été élaborés en matière de construction de réacteurs.

Pour ce qui est du cycle du combustible, les capacités minières suivent des fluctuations (actuellement le marché de l'uranium est orienté à la baisse), mais les technologies de lixiviation *in situ* permettent de penser que peu de limites joueront fortement dans cette première moitié du siècle. Il pourrait ensuite en être autrement, avec des risques de tensions⁽⁶⁾. Enfin, les technologies de recyclage sont principalement maîtrisées par la France, qui est en discussion étroite avec la Chine. Comme le stockage définitif des déchets, ces technologies peuvent attendre, mais un développement (socialement) durable du nucléaire mérite de les mettre en œuvre à une large échelle.

Les compétences

Le ratio d'emploi de l'industrie nucléaire est modeste (c'est une industrie efficace), mais il est comparable aux autres énergies durables. En France, ce sont au total 400 000 emplois qui sont générés par ce qui est la troisième filière industrielle. Au plan mondial, la production de 700 GW en 2050 demanderait de disposer de l'ordre de trois millions d'emplois qualifiés. En l'état actuel des choses, ce n'est pas inatteignable : cela nécessite d'organiser des filières de formation, en particulier dans les « nouveaux » pays. Ces développements sont en cours et sont souvent l'accessoire des contrats de construction de réacteurs. Dans les pays déjà équipés, des situations parfois difficiles sont observées, non seulement dans des pays ayant décidé de sortir du nucléaire (par exemple, l'Allemagne), mais aussi dans des pays dont les programmes marquent des à-coups, comme cela pourrait arriver en France⁽⁷⁾.

Gouvernance, sûreté et faisabilité sociétale

La rapidité à laquelle se développe un programme nucléaire dépend pour une large part de l'organisation en matière de sûreté et de processus d'autorisations (dont les normes, la qualité, les modalités d'instruction, les enquêtes publiques...). Plusieurs pistes (outre la formation, comme mentionné ci-dessus) peuvent être suivies dans le

but de pallier la tendance actuelle à l'allongement des délais, tout en assurant un niveau de sûreté très élevé. Certaines sont inspirées de pratiques en usage dans l'aviation : certification générique, reconnaissance mutuelle des certifications, délégations innovantes... L'organisation tend aussi à associer les autorités de sûreté le plus en amont possible des projets (dès l'étape de conception), pour éviter des allers-retours dispendieux à une phase plus avancée. Enfin, le consentement des populations est indispensable à toute industrie énergétique. Le dialogue entre l'État, les industriels et les parties prenantes (surtout locales) est de plus en plus indispensable, probablement sous des formes nouvelles, au développement du nucléaire.

Quel cahier des charges pour les nouveaux réacteurs nucléaires ?

Les concepts de réacteurs qui seront développés au cours des prochaines décennies visent à progresser dans de nombreux domaines.

Le niveau de sûreté

Le niveau objectif est toujours croissant, avec notamment la rétention dans le réacteur de l'ensemble des radioéléments, même en cas d'accident grave, cela pour éviter un besoin d'évacuation et limiter les conséquences de toutes natures d'un tel accident. Cette approche est le critère principal qui caractérise la troisième génération de réacteurs. De plus, la philosophie « post-Fukushima » consiste à mettre en place des dispositifs pour pallier des événements exceptionnels par nature (hors dimensionnement). Certains réacteurs visent par leur conception à renforcer la sûreté par un fonctionnement essentiellement passif (par exemple, l'AP1000 de Westinghouse), voire par un fonctionnement totalement passif (certains petits réacteurs innovants⁽⁸⁾). D'autres jouent sur leur petite taille pour garantir un meilleur confinement en cas d'accident⁽⁹⁾.

L'intégration dans le mix énergétique et les services associés (suivi de charge, taille)

De plus en plus de systèmes électriques intègrent des EnR intermittentes. De nombreux concepts de réacteurs nucléaires peuvent être très flexibles⁽¹⁰⁾. La complémentarité entre nucléaire et EnR est ainsi une possible réalité technique. Sa limite porte sur la baisse du facteur de charge des réacteurs en suivi de réseau. À terme, toutefois, des possibilités d'utiliser l'énergie « en excès » (production d'hydrogène ou de chaleur stockables) permettent d'imaginer des systèmes hybrides très performants. Un autre axe de développement est de réduire la

(6) Voir Monnet A., Gabriel S. & Percebois J. (2017), "Analysis of the long-term availability of uranium: The influence of dynamic constraints and market competition", *Energy Policy* 105, pp. 98-107, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.010>

(7) Voir, par exemple, l'étude de la Société française d'énergie nucléaire, « Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ? », note SFEN, avril 2019.

(8) Ainsi, le SMR français, grâce à son cœur aux dimensions réduites et au bassin d'eau dans lequel il est immergé, est conçu pour disposer d'un délai de grâce de sept jours, durée pendant laquelle il peut se passer d'une source de refroidissement externe et laisser le temps aux équipes d'intervenir, y compris dans des pays étrangers.

(9) Certains réacteurs à eau de moins de 1 000 MW peuvent garantir la rétention du cœur fondu (corium) en cuve, et donc ne pas nécessiter de récupérateur.

(10) Par exemple, les réacteurs actuels d'EDF, avec des « pentes » de 5 % de la puissance nominale par minute.

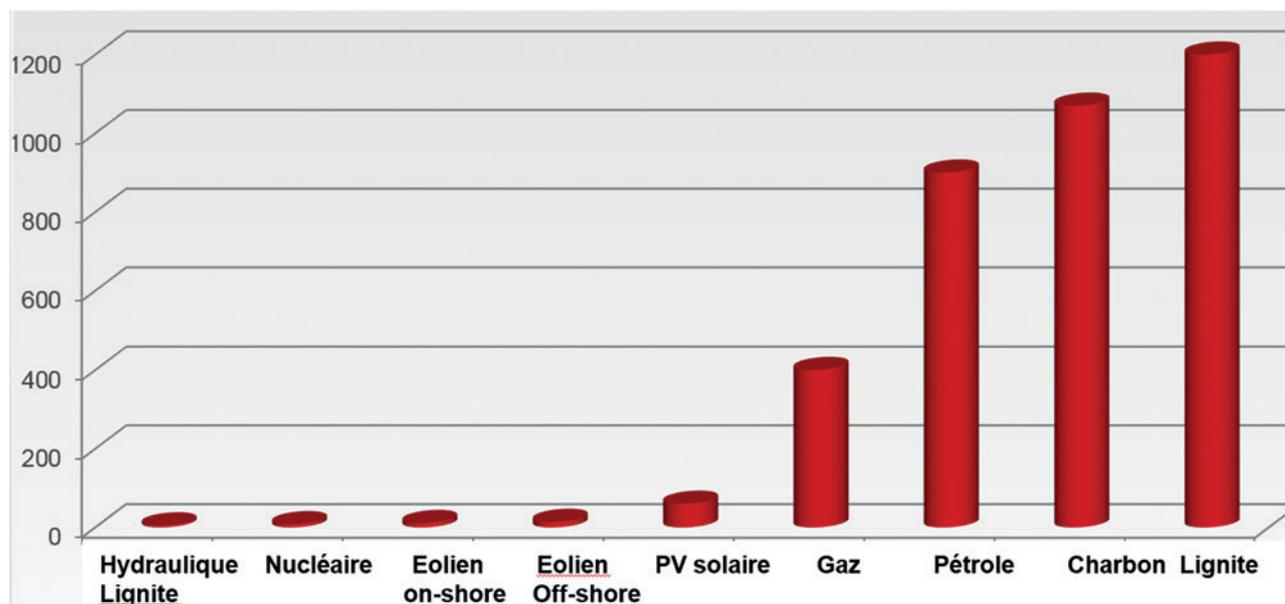


Figure 3 : Les émissions totales de CO₂ en cycle de vie des principales filières de production d'électricité (Source : OCDE 2006).

taille des machines pour les sites isolés, les systèmes mal interconnectés ou les marchés à l'exportation.

L'économie (dont les délais de construction)

La baisse des coûts est, selon les régions, un impératif (voir *supra*). Celle-ci est mise en œuvre à différents niveaux : conception d'ensemble (simplification, taille), nouvelles technologies (conception : numérique, réalisation : préfabrication et fabrication additive, matériaux : bétons hautes performances, combustibles « tolérants aux accidents »), organisation (équipes intégrées). Le raccourcissement de la durée de construction est un facteur majeur de compétitivité que les SMRs (réacteurs de petite et moyenne puissances) cherchent à exploiter. L'effet de série (des programmes de six à vingt réacteurs identiques, par exemple) est aussi un puissant moteur de baisse des coûts. Enfin, un sujet clé est le partage des risques entre les parties prenantes (comme pour les EnR). Le rôle des États est en ce sens majeur. À titre d'exemple, la SFEN chiffre à 30 % au moins le gain possible pour l'EPR2 par rapport au standard actuel (celui de Flamanville).

L'impact environnemental (dont le cycle du combustible)

Le nucléaire induit peu d'impacts environnementaux. Son bilan CO₂ est un des plus faibles (voir la Figure 3 ci-dessus). Les autres impacts sont essentiellement dus aux conditions d'exploitation des mines (mais ceux-ci sont très faibles à l'échelle mondiale, les tonnages étant inférieurs à 100 000 tonnes d'uranium/an) et à la gestion des combustibles usés. Le progrès en la matière vise à réduire drastiquement la consommation d'uranium⁽¹¹⁾ via les réacteurs à neutrons rapides et/ou à limiter volumes et toxicité

(11) L'objectif pour les nouveaux réacteurs est de parvenir à une consommation d'uranium quasi nulle au cours de la seconde moitié du siècle.

des déchets en recourant à des technologies avancées de traitement et recyclage. Les stratégies en question mobilisent des conceptions intégrées des réacteurs et des usines du cycle.

Créer de nouvelles valeurs

Enfin, certains des concepts nucléaires du futur apporteront d'autres services que la production d'électricité : chaleur, froid, dessalement, production d'hydrogène, fourniture de services au réseau électrique, voire de radioéléments pour la médecine⁽¹²⁾. La petite taille de certains réacteurs et la totale sûreté qu'ils devraient offrir permettront, si besoin est, de les installer en sous-sol au cœur des mégapoles, en interaction avec l'ensemble du système énergétique local.

Les technologies pour demain et après-demain

Les concepts de réacteurs des prochaines décennies sont pour certains d'entre eux des extrapolations des usines actuelles. Pour d'autres, la recherche de l'augmentation des performances a conduit à des ruptures importantes, soit dans les technologies (les réacteurs de quatrième génération), soit au niveau de la taille (SMRs).

Les réacteurs à eau

En majorité, les réacteurs les plus récents sont refroidis et modérés (ralentissement des neutrons) par de l'eau ordinaire⁽¹³⁾. Ces réacteurs de troisième génération ont intégré les nouveaux objectifs de sûreté décrits *supra* et d'autres innovations, tant en ce qui concerne le concept lui-même qu'en ce qui concerne ses modalités de conception ou de

(12) C'est déjà le cas pour le plomb 212, avec Orano-Med.

(13) Par différence avec l'eau lourde, qui associe deux atomes de deutérium (et non d'hydrogène) et un atome d'oxygène.

réalisation. Nous sortons de la phase prototype pour passer à celle de leur mise en production, avec le démarrage effectif ou très proche de plusieurs EPR (Taishan, Olkiluoto, Flamanville) ou AP1000 (de Westinghouse).



Figure 4 : L'EPR de Flamanville, le concept de réacteur européen de troisième génération.

Le tableau ci-après expose l'essentiel des forces en présence, avec l'arrivée de la Chine qui développe plusieurs modèles, dont le Hualong One qui sera notamment construit au Royaume-Uni.

Un enjeu est la part que les constructeurs des pays du « Nord » (dont Framatome, en France) vont pouvoir reconquérir, alors que la Chine et l'Inde se positionnent, à l'échelle mondiale, en tête des constructions (voir la Figure 5 de la page suivante). À ce propos, la décision qui sera prise en 2021 par l'actuel gouvernement français sera déterminante⁽¹⁴⁾ pour fournir à notre industrie la base nationale nécessaire à son action à l'export. La phase actuelle consiste

(14) Voir le rapport cité *supra* en note 7.

à optimiser les projets de troisième génération, au travers de concepts revisités. En France, c'est le projet EPR2 de Framatome qui est le réacteur de série appelé à renouveler le parc existant, avec un objectif de coût de l'ordre de 65 €/MWh.

Les réacteurs de quatrième génération

Le concept de réacteurs de quatrième génération regroupe les réacteurs reposant sur des technologies en rupture. On y trouve des réacteurs refroidis au sodium, au gaz, ou par des métaux fondus (plomb et bismuth, notamment). Pour certains, la température du fluide est très élevée (jusqu'à 1 000°C), offrant ainsi des rendements fortement améliorés et de nouvelles possibilités d'usages industriels de la chaleur.

Les réacteurs à sodium sont les plus matures sur le plan industriel (plusieurs d'entre eux fonctionnent ou ont fonctionné, d'autres sont en construction). Via le recyclage des combustibles, ils permettent notamment de réduire pratiquement à zéro la consommation d'uranium⁽¹⁵⁾ et ouvrent la porte à une énergie électrique quasi illimitée⁽¹⁶⁾ à un coût qu'il faudra néanmoins maîtriser⁽¹⁷⁾. C'est le choix technique fait par la France, alliée notamment au Japon, pour un recyclage durable des matières.

Hors du champ de la quatrième génération, les réacteurs à thorium ou la fusion sont des technologies qui pourraient émerger quantitativement d'ici à la fin du siècle.

(15) DEVEZEAUX de LAVERGNE J.-G, GAUCHÉ F. et MATHONNIÈRE G. (2012), « Recyclage du combustible et réacteurs de quatrième génération », *Revue générale nucléaire*, n°2, mars-avril, pp. 92-99.

(16) La limite principale devenant alors la disponibilité des sites de stockage des déchets. Mais il faut noter que ces réacteurs ont aussi la possibilité de réduire la toxicité de ces derniers.

(17) Ce coût dépend notamment de celui de l'uranium. Les travaux du CEA/I-tésé positionnent la période de compétitivité de ces réacteurs dans la seconde moitié de ce siècle.

	Design	Décision	Démarrage	Durée de construction (années)			Connection
				prévue	retard	Totale	
OL3	EPR	2003	août-05	4	9	13	2019
FLA 3	EPR	2005	déc-07	5	6	11	2020
<u>NovoV 2.1</u>	VVER1200	2006	juin-08	7	1	8	2016
Leningr 2.1	VVER1200	2006	oct-08	5	3	8	2018
Sanmen 1	AP1000	2007	avr-09	6	3	9	2018
Hayiang 1	AP1000	2007	sept-09	5	4	9	2018
Shin Kori 3	APR1400	2007	oct-08	5	3	8	2016
Taishan1	EPR	2007	oct-09	5	4	9	2018
Vogtle 3	AP1000	2008	mars-13	4	2	6	??
Fuqing 5,6	HUALONG 1	2014	mai-15	5	?	?	2019-2020

Tableau 1 : Les réacteurs de dernière génération en construction dans le monde.

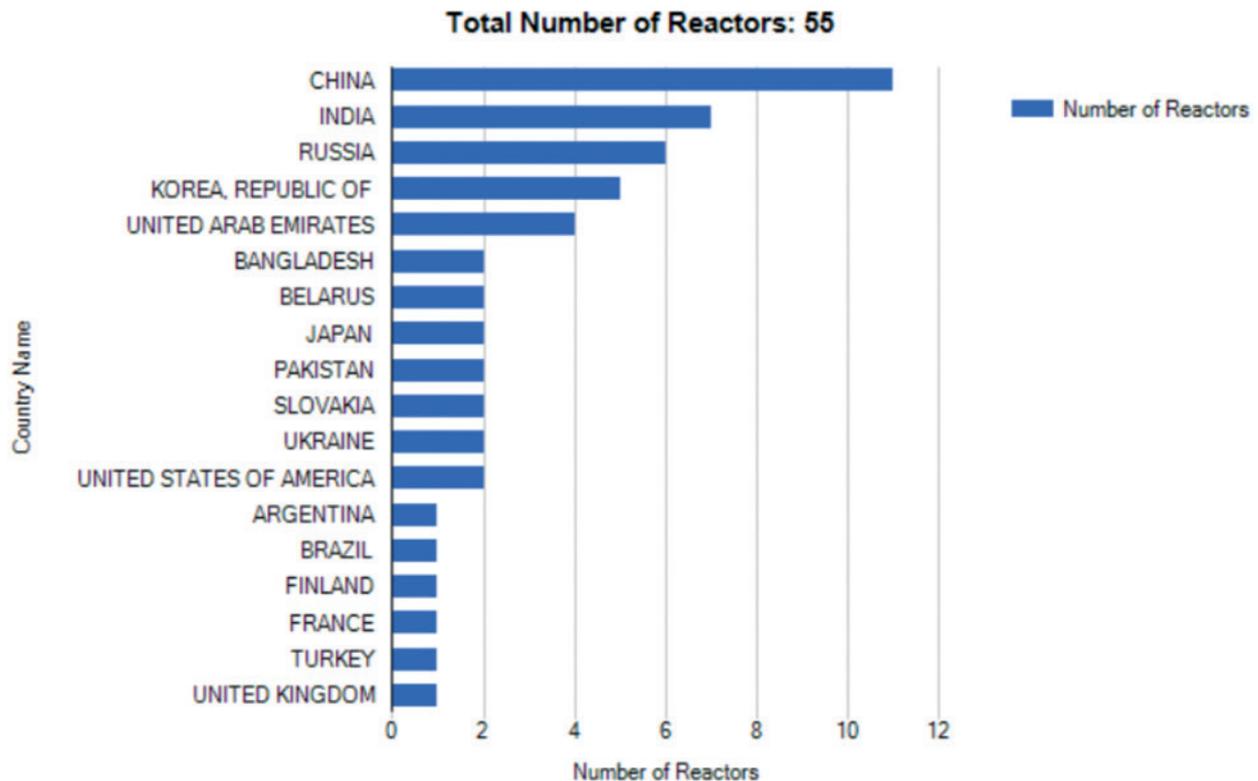


Figure 5 : Les réacteurs en construction dans le monde (base PRIS, AIEA).

Focus sur les réacteurs de petite taille

Depuis une dizaine d'années, de très nombreux concepts sont développés, notamment par des *start-ups* aux États-Unis. On en compte plus de cinquante. L'un des projets les plus avancés est celui de la firme Nuscale (modules de 50 MWe), dont le premier prototype pourrait diverger aux États-Unis en 2027. À partir de 2012, la France a travaillé à son F-SMR (modules de 150-170 MWe) destiné à étoffer l'offre de réacteurs français à l'export. Un consortium français (EDF, Naval Group, TechnicAtome et CEA) développe des innovations en rupture visant une forte compétitivité (avec pour objectif, un coût inférieur à 100 €/MWh), pour pouvoir notamment s'approprier des marchés de niches, comme tous ses homologues. Ces niches regroupent des réseaux de petites tailles (des îles ou des sites militaires, par exemple), concernent le remplacement de réacteurs

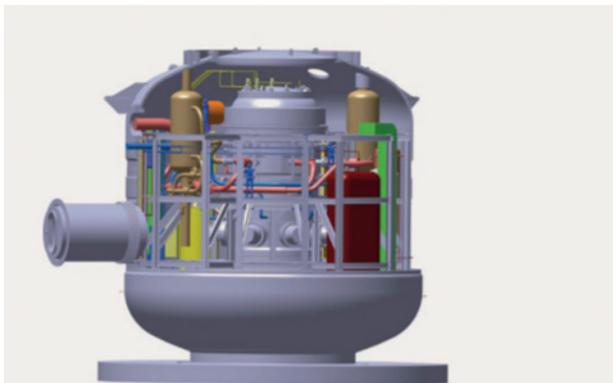


Figure 6 : Le cœur innovant du réacteur F-SMR français (source : TechnicAtome).

thermiques. Citons aussi la stratégie des pays « primo-acquéants », qui cherchent à franchir une première étape sur la voie d'une industrialisation rapide.

La place des réacteurs dans les systèmes énergétiques du futur

Le développement du nucléaire ne dépend pas, et de loin, exclusivement des nouveaux progrès de la technologie des réacteurs, aussi diversifiée et innovante soit-elle. Nous avons évoqué plus haut le cas du cycle du combustible et des déchets, ainsi que l'intérêt de concevoir des systèmes entiers permettant de créer conjointement des valeurs de natures multiples. Des progrès technologiques majeurs sont en cours, qui entraîneront l'émergence de nouvelles fonctionnalités ou services (par exemple, le progrès très significatif que représentent les conduites de chaleur à grande distance pour la cogénération). Inversement, l'insertion des réacteurs nucléaires de nouvelle génération dans les systèmes intégrés du futur favorisera des fonctions encore inédites : suivi de charge rapide et de grande amplitude (pour hybridation avec les EnR), production de haute température, capacité de déplacement des installations (réacteurs mobiles), absence de besoin de chargement (réacteurs à cœur unique)...

Quelle place pour le nucléaire dans la transition énergétique en France et dans le monde ?

La place du nucléaire dans la transition à l'échelle mondiale

Dans ses prévisions récentes, l'Agence internationale de l'énergie décrit un scénario « Haut Nucléaire » qui at-

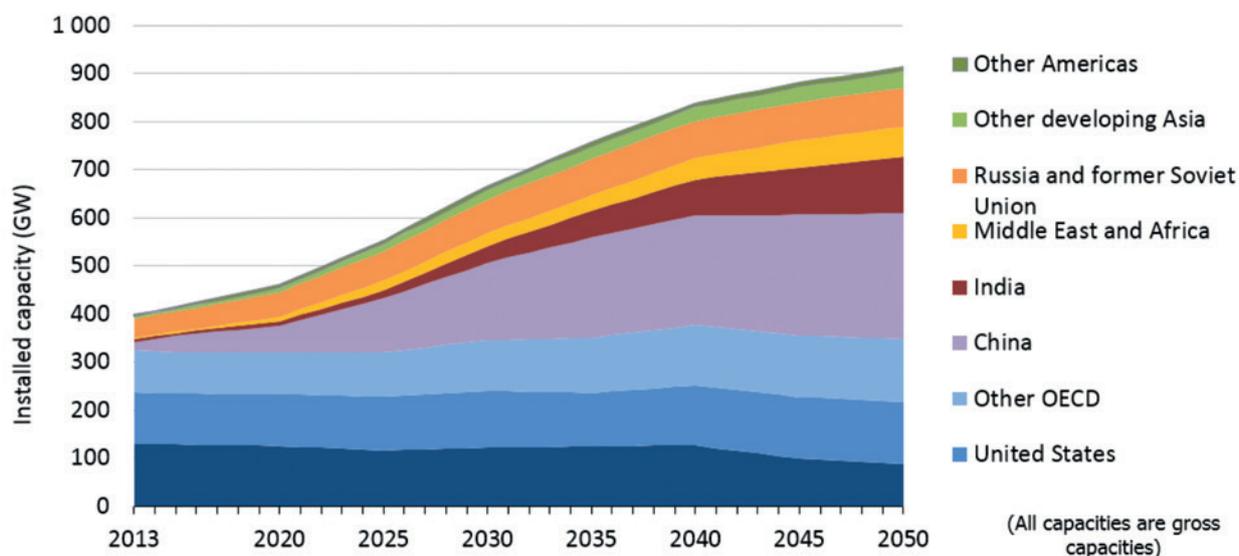


Figure 7 : Scénario de développement du nucléaire mondial et la ventilation des puissances entre les différentes régions du monde (Source : AIE, 2016).

teindrait plus de 900 GW en 2050⁽¹⁸⁾. D'autres scénarios tablent sur des puissances plus faibles, mais correspondant, au minimum, au maintien de la puissance actuelle. De fait, même si les incertitudes sont fortes, le rôle du nucléaire dans la décarbonation mondiale pourrait devenir crucial dans la phase dite de décarbonation profonde (vers le « zéro émissions nettes ») à partir de 2040 environ. La contribution de cette énergie à la concrétisation des résultats voulus par l'Accord de Paris serait voisine de 10 % du total, à égalité ou presque avec le solaire et l'éolien⁽¹⁹⁾. Dans le scénario *supra*, les puissances futures se répartiraient comme indiqué dans la Figure 7 ci-dessus, avec un rôle central de l'Asie.

Les parts de marché des différentes technologies

L'essentiel du futur marché, d'ici à 2050, sera constitué de grands réacteurs à eau légère de génération 3 (voir *supra*). La compétition sera vive entre les acteurs historiques et les (relativement) nouveaux arrivants, telle la Chine aujourd'hui, l'Inde demain, avec une place particulière pour une Russie volontariste. La puissance nucléaire nord-américaine serait, dans la majorité des scénarios, orientée à la baisse. Les politiques industrielles sont encore animées par les États, ce qui pourrait peut-être évoluer, surtout pour les fournisseurs amont de la *supply chain*.

À l'horizon de quelques décennies, une autre partie se jouera avec les SMRs. Une analyse de l'OCDE a estimé leur marché à une vingtaine de GW en 2035⁽²⁰⁾. Des éva-

luations françaises récentes extrapolent ce marché pour aller jusqu'à 50 GW d'ici à 2040. Il représenterait alors de l'ordre de 20 % du marché total du nucléaire.

Le cas de la France dans l'Europe

L'Union européenne, considérée comme une zone géopolitique, reste le premier acteur nucléaire mondial. Avec quelque cent trente réacteurs en exploitation, elle dépasse nettement les États-Unis, qui est le second plus important « exploitant nucléaire » au monde et devance toujours des pays comme la Chine.

Aujourd'hui, quatorze États membres de l'UE continuent de recourir à l'énergie nucléaire, mais plusieurs autres, comme l'Autriche, l'Irlande et le Luxembourg, contestent le bien-fondé de cette source d'énergie. D'autres pays européens ont décidé de sortir du nucléaire (Allemagne) ou de ne pas relancer leur programme (Italie).

Toutefois, d'autres États membres poursuivent sur la voie du nucléaire : de nouveaux réacteurs sont ainsi en construction en Finlande, en France, en Slovaquie et au Royaume-Uni. Enfin, d'autres pays souhaitent recourir à cette énergie dans les années qui viennent, comme la Pologne. Le Programme indicatif nucléaire (PIN) en vigueur prévoit une légère baisse, puis une stabilité à moyen terme de la puissance nucléaire européenne installée.

La France bénéficie largement de son parc installé (coûts, export, flexibilité), mais doit faire face à trois grands défis : l'allongement de la durée moyenne d'exploitation des réacteurs (avec le programme du « Grand Carénage »), le choix politique d'augmenter rapidement la part des EnR dans le bilan électrique et la gestion de sa *supply chain*. En situation de demande électrique stable, les marges de manœuvre en matière d'ajustement deviennent plus faibles, et les risques de coûts échoués dus à l'arrêt prématuré d'équipements lourds augmentent. L'arbitrage du gouvernement exprimé récemment dans une loi modifiant

(18) AIE, scénario 2°C, "high nuclear", 2016. D'autres scénarios, moins optimistes (et moins aptes à une décarbonation de la planète), tablent sur une puissance constante. L'AIE va, cette année, réactualiser ses scénarios nucléaires.

(19) Voir l'étude de l'Alliance ANCRE, "Decarbonization Wedges Report", novembre 2015, www.allianceenergie.fr/rapport-ancre-decarbonization-wedges-paru/

(20) Voir le rapport "Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment", OECD/NEA, 2016.

la loi de Transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a défini un objectif de 50 % de production nucléaire en 2035.

Compte tenu de l'âge très resserré de la flotte de nos réacteurs, EDF doit, pour atteindre cet objectif, ajuster, en les « lissant », les durées d'exploitation de ses réacteurs, alors que, dans la même période, il apparaît crucial de lancer un nouveau programme électronucléaire. La décision du renouvellement de la flotte, qui devrait être prise en 2021, sera un moment crucial⁽²¹⁾.

Conclusion

Nous vivons dans un monde volatil, incertain, complexe et ambigu. Personne ne sait quelle énergie, électrique ou autre, sera la plus attractive dans les systèmes énergétiques des années 2050, qui devraient être dominés par la volonté de décarboner. Mais nous savons que l'avenir sera de mixer des sources de production aux caractéristiques techniques très différentes. Le nucléaire, qui sort de la période de maturation de ses réacteurs de troisième génération, a de nombreux atouts : coûts stables, très faible bilan carbone, ressources en uranium importantes ou gérables *via* la quatrième génération, commandabilité, flexibilité, diversification des offres... Il est très dynamique en matière d'innovations et sa palette d'offres se diversifie au plan international (grands réacteurs optimisés, SMRs, réacteurs de quatrième génération).

(21) Voir le rapport cité *supra* en note 7.

En situation de forte complémentarité avec les EnR, les réacteurs nucléaires de demain pourraient atteindre une puissance totale de 500 à 900 MW en 2050, et contribuer ainsi à près de 10 % au nécessaire effort de décarbonation à l'échelle mondiale. Les techniques sont ou seront disponibles à terme bref. Les incertitudes sont plutôt au niveau des politiques qui seront menées, et renvoient à des questions de faisabilité sociale et de géopolitique.

Compte tenu de l'âge plutôt élevé du parc nucléaire actuel, c'est l'essentiel de la flotte mondiale qui est à reconstruire. Le marché est donc considérable, avec probablement plus de 1 000 réacteurs d'ici à 2050, compte tenu de l'arrivée des SMR. Les enjeux industriels sont ainsi de grande ampleur, notamment de par la présence de la Chine qui, forte d'un marché domestique de première grandeur, pourrait se tailler la part du lion, ou plutôt du tigre, à l'export.

Des technologies performantes (réacteurs, cycle) et une *supply chain* française réorganisée poussent à retenir le nucléaire comme un des éléments majeurs de la solution dans notre pays, et potentiellement en Europe. Au plan économique, l'optimum est de maximiser la durée d'exploitation des réacteurs existants... Ce qui pourrait amener à différer les nouvelles constructions. Mais cette stratégie de *stop and go* serait très lourde de conséquences industrielles en favorisant définitivement la concurrence étrangère. La logique qui apparaît dès lors la meilleure à ce stade est de baisser les coûts des réacteurs de troisième génération (par rapport aux têtes de série) et de renouveler sans tarder le parc actuel en recourant au réacteur EPR2.

Le rôle du nucléaire dans un monde neutre en carbone

Par Dominique FINON
CNRS, CIRED

Pour beaucoup, le nucléaire est condamné à disparaître au plan mondial devant le succès économique des renouvelables (EnR) qui contraste avec les déboires actuels du premier. Dans cet article, nous démontrons par l'absurde qu'une décarbonation du secteur électrique mondial sans nucléaire et sur la base des seules EnR rencontrera des obstacles physiques et économiques incontournables, ce qui se reflète dans les scénarios mondiaux recensés récemment par l'IPCC pour conjurer la croissance des émissions de gaz à effet de serre. Reste à trouver des solutions pour rehausser la valeur économique du nouveau nucléaire et de toutes les technologies non émettrices en créant une rente carbone, inexistante à l'heure actuelle, et en réduisant son incompatibilité avec le capitalisme financiarisé, ce que l'on fait déjà très largement pour les EnR.

Trois ans après la COP21, les émissions de CO₂ continuent d'augmenter, et le monde est en voie de perdre la bataille climatique. Aujourd'hui encore, près des trois quarts de l'électricité proviennent du charbon, du gaz ou du pétrole. Respecter une trajectoire de réchauffement inférieure à 2°C nécessiterait que 80 % de l'électricité soit décarbonée à l'horizon 2050, voire 100 % selon certaines études (IPCC, 2015). Beaucoup, grisés par l'observation des baisses radicales des prix de revient des EnR à apports variables – respectivement 30 % pour l'éolien sur terre, 50 % pour l'éolien en mer et 65 % pour le solaire PV de grande taille selon les chiffres récents de l'International Energy Agency (ETP report, 2017) –, n'hésitent pas à envisager un futur décarboné dans le secteur électrique mondial qui reposerait sur le recours massif aux EnR, en excluant les autres technologies bas carbone, le nucléaire en tête.

La mauvaise passe traversée par le nucléaire depuis l'accident de Fukushima pourrait plaider en faveur d'une telle vision du futur dont il serait banni. La part du nucléaire dans la production électrique mondiale tend à diminuer depuis le maximum de 18 % atteint en 1996, pour s'établir à 11 % en 2017, une tendance qui devrait se poursuivre au cours de la prochaine décennie selon l'International Atomic Energy Agency (IAEA, 2018). L'abandon progressif de l'énergie nucléaire a été confirmé dans sept pays européens, rejoints en 2016 par Taïwan et la Corée du Sud qui ont décidé d'un moratoire à la suite d'un changement politique. Les complications ayant affecté la construction des premiers réacteurs avancés en Europe et aux États-Unis ont jeté une suspicion supplémentaire sur l'économie du nouveau nucléaire. Mais est-ce pour autant que l'on pourrait se passer du nucléaire pour procéder à la décarbonation d'un secteur

électrique mondial allant croissant (+ 80 à 100 % à attendre d'ici à 2050) avec des EnR assumant 80 à 100 % de la production mondiale ? Est-ce pour autant qu'il ne faudrait pas faire figurer le nucléaire dans la liste des technologies bas carbone établie par l'Accord de Paris ?

Nous détaillerons dans la suite de cet article les raisons pour lesquelles le nucléaire jouera un rôle dans la *deep decarbonisation* globale en critiquant le (soi-disant) réalisme des scénarios à très forte part d'énergies renouvelables. Puis nous identifierons les conditions réglementaires et économiques qui permettraient au nucléaire de se développer efficacement dans les économies émergentes dirigées et de sortir de la crise qu'il connaît actuellement dans les économies développées régulées par le marché. On pense au « dé-risque » des investissements lourds en capital en production électrique et à la généralisation au nucléaire des dispositifs qui valorisent les émissions de carbone évitées par les renouvelables.

Peut-on tabler uniquement sur les EnR pour décarboner l'électricité ?

Le nucléaire n'est pas exclu des perspectives énergétiques et électriques de long terme. Le rapport spécial du GIEC de 2018 sur l'importance de ne pas dépasser le seuil de 1,5 °C a balayé les nombreux exercices de prospective appelant à une limitation drastique des émissions cumulées (IPCC, chapitre 4, 2018). Ce rapport montre que, sur 411 scénarios analysés, seuls 90 seraient compatibles avec le plafond de hausse de 1,5 °C, un constat se fondant sur des « hypothèses d'innovations les plus élevées » en y incluant le nucléaire. Sa part tourne autour de 10 % de la production électrique totale en 2050, mais pas au-delà. Le recours au nucléaire y est limité non pas pour

des raisons économiques, mais du fait que lui est imposé un surcoût artificiel qui reflèterait le rejet social dont il est l'objet dans certains pays et en raison des difficultés de maîtrise de cette technologie complexe en respectant les standards de sûreté les plus élevés pour la rendre acceptable dans les autres pays. En prenant le problème sous un autre angle pour expliquer pourquoi le nucléaire doit jouer un rôle dans la *deep decarbonisation* aux côtés des EnR, on peut raisonner par l'absurde en démontrant l'irréalisme physique et économique des scénarios prônant de très fortes parts d'EnR (80 % et plus) dans le secteur électrique mondial.

Les contraintes physiques

Les pays tablant sur un recours massif aux EnR à apports variables (EnRv) ne peuvent ignorer les contraintes physiques dues à la faible densité de leurs productions, ce qu'évitent les projets nucléaires. En termes d'emprise au sol, pour produire 1 TWh par an, il faut mobiliser en gros 60 km² par ferme éolienne terrestre, 10 km² par champ de panneaux solaires, mais moins de 0,6 km² pour une installation nucléaire. Une production de 100 TWh par des éoliennes demanderait donc 6 000 km², par des panneaux PV 1 000 km² et par du nucléaire seulement 60 km². S'il est matériellement possible de mobiliser autant de foncier à très grande échelle, ce ne serait possible que dans les pays à densité démographique moyenne et forte et à des coûts économiques et politiques très élevés avec des problèmes croissants d'acceptabilité de ces projets. Par ailleurs, des contraintes se concrétiseront également sur les besoins en matériaux de base, à côté de celles bien connues sur les métaux rares. On peut calculer que pour produire un MW, le solaire PV mobilise 10 fois plus d'acier et 12 fois plus de cuivre que le nucléaire pour une même quantité d'énergie électrique chaque année ; *a fortiori*, une centrale nucléaire produit 5 fois plus d'électricité (Beutier, 2018)⁽¹⁾. L'étude de référence de Vidal, Arndt et Goffé (2013) sur les besoins en matériaux de base dans un scénario mondial d'un secteur électrique à 100 % EnR en 2050 montre que les montants cumulés de béton, d'acier, d'aluminium, de cuivre et de verre immobilisés dans les équipements des éoliennes et des panneaux PV représentent de 2 à 8 fois la production mondiale de ces matériaux en 2010. De façon concrète, on peut s'attendre à des hausses de prix importantes, qui se répercuteront sur les coûts de ces équipements.

Les contraintes économiques

En termes économiques, le coût total de production par des mix électriques à 80-100 % d'EnR ne manquera pas de s'écarter de ce qu'il serait dans un mix optimisé, c'est-à-dire sans que l'on « force » le développement des EnRv. La différence croissante entre les coûts totaux est due au besoin croissant de technologies flexibles (turbines à rampe rapide, stockage, pilotage de la demande par effacement) et de capacités de pointe supplémentaires pour

assurer la sécurité de la fourniture et la stabilité du système. Elle est due également au développement accru des réseaux de transport et de distribution du fait de la dispersion géographique des productions EnR. À cela s'ajoute un phénomène moins connu, celui de la baisse de valeur des productions de MWh d'EnRv au fur et à mesure de leur développement dans un système électrique : cette valeur baisse du fait de l'autocorrélation des productions éoliennes entre elles, comme de celle des productions PV entre elles. Il s'ensuit qu'à partir d'un certain niveau de développement des EnRv dans le système, les revenus de tout nouvel investisseur en EnR sur les marchés électriques ne lui permettent plus de couvrir ses coûts fixes non seulement en capital, mais également en exploitation. Dépasser la part optimale des EnRv dans le mix électrique en s'appuyant sur des dispositifs de soutien de type tarifs d'achat comme le font les politiques visant des parts d'EnR de 80-100 %, a un coût d'opportunité croissant par rapport aux politiques modérées, et ce d'autant plus qu'elles peuvent mobiliser le nucléaire. Ce coût se retrouvera forcément dans la facture des consommateurs.

Ce seuil s'établit autour de 10 % dans les pays européens où l'option nucléaire reste ouverte. Les techniques perfectionnées de stockage, dont on ne cesse de nous vanter les mérites, ne rehausseront que de 4 à 5 % ce seuil ; elles ne seront en rien la panacée économique que l'on nous annonce (Hirth, 2016 ; Villavicencio et Finon, 2018). Dans les pays où l'option nucléaire est fermée, la part optimale des EnRv dans le mix ne montera pas au-delà de 40 % environ (Hirth, 2015), même avec un prix élevé du prix du carbone qui pénaliserait lourdement les équipements fossiles. Tôt ou tard, la question de ce coût viendra sur la table face à la croissance très rapide du montant de la taxe dédiée qui sert à financer le surcoût de ce type de politique, comme on l'a vu récemment en Allemagne, où cette taxe pour les ménages et les PME atteint 70 €/MWh, à comparer à un prix de marché de 50-60 €/MWh auquel elle s'ajoute, et ce pour une part de production d'EnRv de 28 %, bien loin des 80-100 % qu'elle veut atteindre dans le futur.

Dans les pays émergents, le secteur électrique n'a été libéralisé que de façon modérée à travers l'instauration d'un régime d'acheteur unique qui maintient le rôle central du planificateur. On assiste actuellement au développement de contrats avec des investisseurs dans des projets EnR faciles à mettre en œuvre. Mais tôt ou tard, une fois dépassé le seuil de part optimale d'EnR dans le mix électrique, le planificateur commencera à s'interroger sur le coût d'opportunité de ce développement à grande échelle, devant l'importance des coûts de système (*back-up*, technologies flexibles, réseaux supplémentaires, etc.) et l'absence de réduction des émissions du fait du besoin de disposer de centrales fossiles en *back-up*. Certes, dans les pays émergents à fort ensoleillement, là où les besoins de climatisation vont se développer, les productions de solaire PV vont présenter une valeur économique bien meilleure que dans les pays développés de la zone tempérée, grâce à une bonne corrélation entre productions solaires et usages de climatisation. Mais la part optimale de ce moyen de production particulier ne dépassera pas pour autant un

(1) Voir aussi, s'agissant des besoins en matériaux par MW produit, les données du récent rapport de la Banque mondiale, "The Growing Role of minerals and metals for a low carbon future".

niveau de 15-20 %. Il s'ensuit que dans les pays prenant au sérieux leurs engagements climatiques et pouvant disposer de ressources en capitaux, la production nucléaire pourrait occuper une place non négligeable, sans que les EnR voient leur champ de développement se restreindre. Dans les pays qui s'ouvrent à la démocratie, il reste à y rendre l'option nucléaire socialement acceptable par l'imposition de conditions de sûreté très strictes et la mise en place d'institutions de contrôle compétentes et indépendantes.

Tout bien pesé, et étant donné les contraintes physiques et économiques qui pèseront sur le développement à très grande échelle des EnR, des facteurs puissants devraient inciter un grand nombre d'États à considérer avec intérêt l'option nucléaire : problème de l'acceptabilité locale des projets EnR, contrainte foncière, renchérissement des matériaux de base et des projets, coût d'opportunité croissant des politiques électriques tout EnR, etc. D'ici là, des dispositions devront être prises pour limiter les handicaps économiques et financiers du nucléaire dans les économies de marché et les pays émergents.

Surmonter les handicaps économiques du nucléaire

La technologie nucléaire est d'abord pénalisée par le peu de compatibilité de ses caractéristiques avec le fonctionnement des démocraties industrielles qui conduit à une amplification irraisonnée de la perception par le public de ses risques. À cela s'ajoute le caractère très capitalistique de la technologie nucléaire qui la rend peu compatible avec le capitalisme financier et la norme libérale qui régissent actuellement les économies développées. Les projets nucléaires sont à fort CAPEX avec de très longues durées d'immobilisation des capitaux correspondant aux années de construction et un temps de retour sur investissement très étiré, ce qui n'attire aucunement la « finance⁽²⁾ ». De plus, la libéralisation des secteurs électriques dans les économies développées a renchéri très sensiblement le prix du capital du fait de risques accrus par rapport à l'« ancien régime », celui du monopole réglementé. Ces changements ont eu aussi des effets très significatifs sur les coûts du nucléaire. Une progression de 5 à 10 % de ces coûts augmente le prix de revient par MWh de 65 à 110 \$/MWh, soit 70 % lorsque le coût d'investissement sec est de 5 250 \$/kW, selon la Nuclear Energy Agency de l'OCDE (NEA-OECD, 2015a, p. 122).

Les économies émergentes ont des structures politiques et industrielles différentes, notamment un secteur électrique non libéralisé. La dynamique des coûts diffère largement dans ces pays, où le système électrique est resté proche du régime de monopole public, avec l'établissement du régime d'acheteur unique et où les risques d'investissement sont reportés sur les consommateurs. Les problèmes économiques inhérents aux caractéristiques de la

technologie nucléaire sont plus facilement surmontables. Il s'ensuit que ces économies représenteront le champ principal de développement du nucléaire d'ici à 2050. Dans son *survey* annuel de 2018, l'IAEA – qui anticipe une stabilisation de la part du nucléaire à 10-11 % d'ici à 2050 avec le passage de la capacité installée de 392 à 748 GW – considère que 90 % de la croissance des capacités s'effectueront dans les économies émergentes, en particulier en Asie de l'Est et du Sud (IAEA, 2018). En Europe, en Russie et en Amérique du Nord, les créations de capacités compenseront tout juste les fermetures d'équipements.

Des handicaps surmontables dans les économies émergentes

Les structures industrielles des économies émergentes dont le secteur électrique est peu libéralisé permettent de réduire très sensiblement le coût du financement (avec des coûts du capital inférieurs à 5 %), de développer un partenariat durable entre le constructeur et les électriciens, comme c'est le cas en Chine et en Corée du Sud, et de pouvoir rechercher des effets de série et de standardisation en s'appuyant sur le même modèle de réacteur. La maîtrise des coûts de construction est plus facile, car ces pays installent avant tout des réacteurs de deuxième génération – c'est-à-dire une technologie éprouvée –, dont la puissance de 900 à 1 200 MW est mieux adaptée à leurs besoins. Le régime de l'acheteur unique ouvre la possibilité de signer des contrats de long terme à des prix garantis entre celui-ci (l'ex-monopole public) et l'investisseur, ce qui permet de gommer les risques de marché (prix, volume) et de réduire significativement le coût du capital. De plus, dans les pays ayant une industrie de construction électromécanique, celle-ci cherche à élargir ses activités vers la construction nucléaire en recherchant un transfert efficace de technologies avec un vendeur étranger. Dans de tels contextes, il s'établit spontanément une relation partenariale avec les entreprises électriques acheteuses elles-mêmes dotées d'une forte capacité d'*engineering*. C'est une source d'efficacité indéniable, comme on le voit en Chine et en Corée du Sud qui ont répliqué le modèle français des années 1970-1980. Les coûts des réacteurs de deuxième génération y ont été bien maîtrisés, les coûts secs d'investissement de ces réacteurs s'établissant entre 1 800 à 2 000 \$/kW selon la NEA-OECD (2015a, p. 215), soit trois fois moins que le coût des premiers EPRs européens.

Cela dit, la contrainte pesant sur les financements nécessaires pour investir dans des équipements nucléaires dans les autres économies émergentes reste forte⁽³⁾ : il s'agit à la fois du contexte de rareté des ressources financières qu'il faudrait diriger vers les investissements de long terme dans des infrastructures et des équipements capitalistiques et la crise récurrente de la dette publique dans de nombreux pays (Moslener *et al.*, 2015). Les organismes multilatéraux, la Banque mondiale en tête, excluent les équipements nucléaires de leurs règles d'octroi de prêts. Il s'ensuit que les vendeurs internationaux qui

(2) Les projets EnR sont plus compatibles avec les critères des financiers, car ils mobilisent moins de capitaux par projet, sont plus vite construits (2 ans au lieu de 7-8 ans), et surtout bénéficient de dispositifs garantissant les revenus par MWh produit, comme on le verra *infra*.

(3) Sur les questions du financement des investissements dans des réacteurs nucléaires, voir NEA-OCDE (2015), "Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management", Paris, OECD.



Photo © Wei Peiquan/XINHUA-REA

Installation d'un dôme hémisphérique venant coiffer la centrale nucléaire de Xinhua, dans la province de Fujian au sud-est de la Chine. Il s'agit de la première centrale construite selon le modèle Hualong One (21 mars 2018).

« Le réacteur chinois Hualong est d'une conception plus simple que l'EPR et pourrait dominer le marché international d'ici à dix ans. »

ont la possibilité de proposer leurs propres solutions de financement pour couvrir la majeure partie du coût d'investissement d'un projet de 5-10 milliards de dollars bénéficiant d'un avantage concurrentiel très important dans ces pays. C'est le cas du vendeur russe Rosatom comme en attestent ses nombreux succès récents à l'export, et aujourd'hui, l'entreprise chinoise CNCC, tandis que les vendeurs « historiques », notamment Westinghouse et Framatome NP, sont contraints par les règles de l'OMC encadrant les crédits-vendeurs, dans ce domaine. Un assouplissement des règles d'obtention des prêts de la Banque mondiale serait sans aucun doute le bienvenu.

En toile de fond des possibilités de développement du nucléaire sur des bases économiques solides dans ces pays, la concrétisation de ce déploiement impose un certain nombre d'exigences en matière institutionnelle pour assimiler et exploiter cette technologie complexe de façon sûre. Il doit s'y développer une véritable culture de la sûreté à côté de la mise en place d'une autorité de réglementation compétente et indépendante, ce qui suppose une stabilité de la puissance publique, l'atteinte d'un niveau suffisant de capacité institutionnelle et le respect de la règle de droit. L'achat de centrales nucléaires par un pays « primo-accédant » doit ainsi s'accompagner d'un transfert progressif de compétences non seulement dans le domaine technologique, mais aussi dans celui de la sûreté, et ce dans le cadre du contrat de vente (comme dans le cas de la vente des quatre réacteurs par la Corée du Sud aux Émirats

arabes unis). Cela doit être fait en s'adossant au régime international de contrôle de la sûreté nucléaire, qui organise, sous l'égide de l'AIEA, une coopération active entre les pays, les autorités de sûreté et les exploitants, et qui doit être basée sur le contrôle de leurs pairs.

Économies libéralisées : des handicaps encore difficiles à surmonter

Dans les pays développés où le nucléaire traverse la passe très difficile du réapprentissage industriel sur la base des réacteurs de troisième génération, celui-ci doit aussi se confronter aux contraintes de la gestion des risques d'investissement et de marché qui sont le lot de tout projet très capitalistique dans le régime libéral actuel. En parallèle, l'environnement des marchés de combustibles fossiles des vingt dernières années, avec la baisse des prix du gaz et du charbon, et l'incapacité des politiques climat-énergie à parvenir à tarifier le prix du carbone de façon crédible compliquent un peu plus l'équation économique du nucléaire. Les systèmes de permis d'émission échouent partout à établir un signal-prix significatif et anticipable, tandis que les politiques de promotion directe des technologies bas carbone sont exclusivement centrées sur les EnR qui, malgré la baisse spectaculaire de leurs coûts, continuent de bénéficier de dispositifs de soutien leur garantissant des revenus par MWh produit.

Peut-on attendre de bonnes nouvelles du côté technologique pour le coût du nucléaire ? Les réapprentissages

en cours sur les réacteurs de nouvelle génération (Gen III) sont à l'évidence porteurs de baisse des coûts, sachant que seules des têtes de série ont été construites ⁽⁴⁾. En France, pour les EPR-NM optimisés qui seront construits par paires, les coûts secs d'investissement (*overnight cost*) devraient être réduits de 30 % au moins grâce à la rationalisation de l'ingénierie, ainsi que grâce à certaines simplifications en matière de conception, à une meilleure intégration des sous-traitants désormais requalifiés « nucléaires », sans parler des divers moyens permettant de réduire les coûts financiers (Berthélémy et Devezeaux, 2018). Il en sera ainsi avec le réacteur chinois Hualong, qui est déjà de conception plus simple que l'EPR, après la réalisation de la première paire, et qui pourrait dominer le marché international d'ici à dix ans. De façon plus spéculative, on peut imaginer trouver des solutions technologiques « disruptives » pour rendre le nucléaire plus compatible avec les contraintes pesant sur le financement, des solutions sur lesquelles la communauté nucléaire internationale réfléchit déjà (voir, par exemple, MIT, 2018) ⁽⁵⁾. Les réacteurs modulaires SMR (Small Modular Reactors) de 50 à 120 MW constituent une telle possibilité (voir l'article de J.-G. Devezeaux de Lavergne publié dans ce même numéro). Mais il ne faut pas minorer les coûts d'entrée que représente tout nouveau type de réacteur par rapport aux avantages des techniques bien en place, que sont les réacteurs à eau légère Gen II/II+, lesquels sont à même de répondre aux besoins d'électricité de bien des pays.

Concernant à présent les possibilités d'améliorer la position économique du nouveau nucléaire dans les pays fortement engagés en matière climatique, elles sont de deux ordres : donner une valeur significative aux émissions de carbone évitées pour élever la valeur économique des investissements nucléaires, et limiter les risques pour les investisseurs et ainsi réduire drastiquement le coût du capital.

En premier lieu, il faudrait parvenir à mettre en place des systèmes de permis d'émission qui envoient un signal-prix crédible, prévisible et d'un niveau significatif. Actuellement, aucun système de permis mis en place dans le monde n'y parvient. L'instauration de planchers de prix pourrait limiter en partie cette déficience, mais il est peu probable qu'ils soient établis à un niveau significatif qui conduise au déclenchement d'investissements dans les EnR, comme c'est le cas dans le nucléaire, par les seuls revenus du marché, désormais rehaussés. Faute d'avoir un prix du carbone crédible, il existe une façon indirecte de valoriser les tonnes de carbone évitées par des équipements bas carbone, EnR comme nucléaire : il s'agit de la mise en place d'obligations « énergie propre » émises sur les fournisseurs d'électricité. Elles correspondent à des obligations de type certificats verts élargies au nucléaire, comme celles qui viennent d'être décidées dans plusieurs juridictions des États-Unis pour les Renewables Portfolio Standards. Ce dispositif, qui repose sur une croissance de la valeur de l'obligation sur une trajectoire de long terme,

donne un surcroît de rémunération non négligeable par MWh d'électricité propre produit. Mais il ne résout pas le problème crucial de la gestion des risques de l'investissement dans le nucléaire, comme d'ailleurs dans les projets EnR. Aux risques des marchés électriques s'ajoute le risque sur les prix des certificats d'« énergie propre » fixés par le marché d'échanges desdits certificats, qui sont très variables d'une année sur l'autre et qui sont soumis aux incertitudes de la structuration du dispositif, comme le montre l'expérience anglaise de la Renewables Obligation, mise en place de 2002 à 2016.

En second lieu, pour résoudre le problème du peu de compatibilité entre le nucléaire et l'économie de marché et la financiarisation, il existe une solution « 2 en 1 » alliant à la fois la valorisation des émissions évitées et la sécurisation, sur le long terme, des revenus unitaires de toutes les technologies bas carbone. Elle a déjà été adoptée par les États européens, mais pour les seuls projets EnR. Il s'agit des dispositifs de contrats de long terme attribués par enchères qui garantissent les revenus unitaires en ajoutant une rémunération flexible complémentaire aux prix horaires du marché électrique. Il s'agirait donc d'élargir ces dispositifs au nucléaire et au « charbon propre » (CSC) pour traiter de la même façon toutes les technologies bas carbone. C'est ce que les Britanniques ont fait à travers le contrat encadrant l'investissement d'Hinkley-Point C, qui a été conclu entre EDF-Energy et le gouvernement britannique. Une telle politique permettrait à toutes les technologies bas carbone de rivaliser entre elles sur la base de leurs seuls mérites. Cette solution combinerait deux avantages : compenser les déficiences patentes de la tarification du carbone et faire baisser radicalement le coût du capital pour les investisseurs en nucléaire.

Conclusion

Le nucléaire n'est pas la réponse miracle aux engagements climatiques dans le secteur électrique. Mais, dans ce secteur, il constitue une des réponses au défi climatique au côté des EnR. Il serait dommage que le monde se prive d'une telle technologie, d'autant plus que les coûts seront mieux maîtrisés dans le futur, du fait des réapprentissages en cours sur les réacteurs de nouvelle génération (Gen III) et l'adoption de solutions permettant de réduire les coûts financiers des investisseurs. Si l'on continue d'exclure le nucléaire de la liste des technologies bas carbone, comme c'est encore le cas dans l'Accord de Paris, la limitation du risque que représente le changement climatique pourrait être autrement plus ardue. On le voit déjà avec la multiplication actuelle de projets de centrales à charbon dans les économies émergentes. Que se passera-t-il quand les opinions publiques et les gouvernements hostiles au nucléaire découvriront et admettront que les EnR ne peuvent pas à elles seules être le vecteur de la *deep decarbonisation* dans le secteur électrique ? Les solutions qui ont été évoquées dans cet article ne sortiront pas du chapeau d'un planificateur bienveillant. Elles exigent, à l'évidence, un soutien politique clair, cohérent et constant, ce qui ne saurait advenir sans cette prise de conscience.

(4) Que ce soit pour l'EPR de Framatome NP, l'AP1000 de Westinghouse-Toshiba, l'APR1200 de KEPCO (Corée du sud), le VVER 1200 de Rosatom (Russie) ou le Hualong de CNNC (Chine).

(5) MIT (2018), "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World".

Références bibliographiques

BEUTIER D. (2018), « Politique énergétique et biodiversité : éloge du concentré », *Revue de l'énergie*, n°640.

HIRTH L. (2016), "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal* 36 (1), pp.127-162.

IAEA (2018), "Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2050", Wien, IAEA.

IPCC (2018), "Strengthening and implementing the global response", in Special Report: *Global Warming of 1.5°C*, Chapter 4.

IPCC-WG III (2014), "Mitigation of Climate Change", 5th IPCC Report, Chapter 4.

IEA (2017), *Energy Technology Perspectives (ETP) 2017: Catalysing Energy Technology Transformations Together Secure Sustainable*, Paris, OECD.

MIT (2018), *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, Cambridge (Mass).

MOSLENER U., COCHRAN I. *et al.* (2015), "Shifting Private Finance towards Climate-Friendly Investments: Policy Options for Mobilising Institutional Investors' Capital for Climate-Friendly Investment", <http://bibliotecavirtual.minam.gob.pe/biam/handle/minam/1880>

NEA-OECD (2015a), "Projected Costs of Generating Electricity", Paris, OECD.

NEA-OECD (2015b), "Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management", Paris, OECD.

SFEN (2018), « Urgence climatique : peut-on se passer du nucléaire ? », *Note SFEN*, octobre.

VIDAL O., GOFFÉ B. & ARNDT N. (2013), "Metals for a low-carbon society", *Nature Geoscience* 6, pp. 894-896.

VILLAVICENCIO M. & FINON D. (2018b), "The social efficiency of electricity transition policy of electricity transition policies based on renewables: Which ways of improvement?", *Working Paper* 36, Chaire CEEM, Université Dauphine, octobre.

La France a besoin de l'énergie gaz pour atteindre la neutralité carbone

Par Thierry TROUVÉ
GRTgaz

Le système énergétique français est appelé à se transformer radicalement et à devenir « zéro carbone » en 2050. Pour le gaz, cela signifie une baisse de la demande et une substitution du gaz naturel par des gaz renouvelables, comme décrit par la Stratégie nationale bas carbone. Mais pour ne pas sous-estimer les volumes de gaz renouvelables optimaux du point de vue de la collectivité, il aurait été nécessaire de tenir compte des interactions systémiques entre les énergies, des contraintes pratiques des utilisateurs, de raisonner sur plusieurs scénarios, d'intégrer les échanges internationaux et d'élargir l'analyse au-delà de l'énergie (agriculture, déchets...). On verrait ainsi qu'accorder une place plus importante aux gaz renouvelables (éventuellement importés), avec un développement à court terme plus rapide que celui envisagé par la PPE, est une façon d'atteindre la neutralité carbone en 2050 qui serait à la fois moins coûteuse et moins contraignante pour les utilisateurs, et également plus résistante aux aléas.

Le scénario SNBC pour le gaz en 2050

La loi pour la Transition énergétique et la croissance verte (LTECV) de 2015 prévoit l'élaboration de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ainsi que les mises à jour de ces outils de pilotage reflétant les évolutions observées et les nouveaux objectifs. Ainsi, la première SNBC visait une réduction de 75 % des émissions en 2050 par rapport à 1990. Mais en cohérence avec l'Accord de Paris de fin 2015, la nouvelle SNBC publiée fin 2018 vise désormais la neutralité carbone.

Cette nouvelle stratégie comporte une trajectoire d'évolution de la demande de gaz (fossile et renouvelables) qui atteindrait 195 TWh en 2050, soit une baisse de près de 60 % par rapport au niveau de 2015 – une baisse com-

parable à celle de la demande finale toutes énergies confondues (qui est d'environ 50 %), laquelle découle d'hypothèses « héroïques » sur l'efficacité énergétique, notamment sur la rénovation du bâti. La mobilité est le seul secteur dans lequel la demande de gaz augmente. À l'horizon 2050, la quasi-totalité du gaz consommé sera renouvelable.

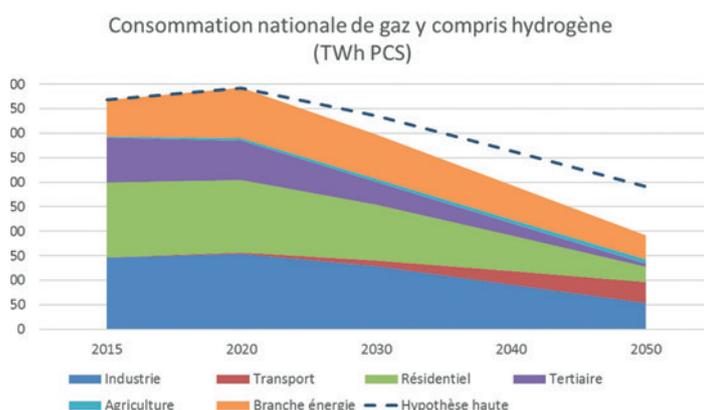
La SNBC présente également une variante haute en gaz, à près de 300 TWh en 2050. Mais celle-ci fait l'objet de très peu de développements, elle ne semble pas avoir été examinée dans le détail.

Cette stratégie a été élaborée pour respecter deux contraintes essentielles : l'objectif de neutralité carbone et le potentiel d'approvisionnement en biomasse au niveau national.

Des potentiels de production de gaz décarbonés à un coût cohérent avec la valeur de l'action pour le climat

La SNBC reconnaît l'intérêt de tirer parti des importants potentiels de production de gaz décarbonés à partir de biomasse à l'horizon 2050

La biomasse solide et les déchets renouvelables sont déjà la principale énergie renouvelable en France : 10,3 Mtep sur les 25,5 Mtep d'EnR consommées en énergie finale en 2017 (source MTES ⁽¹⁾).



(1) <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2018-10/datalab-essentiel-155-enr-france-2017-octobre2018.pdf>

L'étude ADEME 2018, « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? ⁽²⁾ », a établi la présence d'importants potentiels de mobilisation supplémentaire de cette ressource en France ainsi que de biomasse humide pour la méthanisation, et ce, sans réduire le puits de carbone que représentent les forêts et sans entrer en concurrence avec les usages alimentaires ou de matières premières. De fait, la SNBC a repris ces chiffres et recourt largement à ces ressources :

- du côté de la biomasse humide, la SNBC semble solliciter – à juste titre – l'essentiel du potentiel de production de biométhane ;
- du côté de la biomasse sèche, la SNBC n'attribue pas tous les potentiels mobilisables à la production de gaz renouvelables par pyrogazéification. En effet, elle en laisse une grande part en combustion directe – mais le bois devra alors être transporté par camion vers les lieux de consommation (alors que le pyrogaz peut emprunter les canalisations déjà existantes) et les émissions de particules fines risquent d'augmenter, car les chauffages dans le résidentiel sont déjà une des principales sources d'émissions de ces polluants (63 % des PM_{1,0}, en 2015, selon le CITEPA ⁽³⁾), principalement du fait des chauffages individuels au bois. La pollution de l'air est responsable chaque année d'un grand nombre de morts prématurées en France, de 48 000 à 67 000 selon les estimations ⁽⁴⁾. Or, la pyrogazéification de la biomasse solide permet d'éviter ces émissions de particules fines imputables au chauffage. Ces considérations sont probablement l'une des raisons qui justifient la « variante haute en gaz » de la SNBC, dans laquelle la conversion de la biomasse en gaz est plus poussée.

Si l'on peut regretter que la pyrogazéification de la biomasse sèche n'ait pas été davantage incluse dans le scénario de référence, l'intérêt à long terme des gaz renouvelables issus de biomasse nationale semble néanmoins avoir été identifié par les pouvoirs publics dans la SNBC.

La fixation dans la PPE d'une cible plus ambitieuse pour les gaz renouvelables serait une décision pragmatique, économiquement justifiée et cohérente avec la SNBC

Paradoxalement, cette reconnaissance par la SNBC de l'intérêt des gaz renouvelables à l'horizon 2050 s'accompagne d'une réduction de l'ambition à l'horizon 2030 : en effet, le projet de PPE ne vise plus que 7 % de la consommation assurés par des gaz renouvelables, contre 10 % dans la loi de 2015.

Cette révision, répondant sans doute à des préoccupations budgétaires (et au poids des subventions accordées aux EnR électriques déjà installées), pose de nombreuses questions.

(2) <https://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050>

(3) <https://www.citepa.org/fr/air-et-climat/polluants/poussieres-en-suspension>

(4) <https://www.santepubliquefrance.fr/Accueil-Presses/Tous-les-communiqués/Impacts-sanitaires-de-la-pollution-de-l-air-en-France-nouvelles-donnees-et-perspectives>

et : <https://academic.oup.com/eurheartj/advance-article/doi/10.1093/eurheartj/ehz135/5372326>

Tout d'abord, quelle cohérence temporelle peut-il y avoir entre la cible de 100 % de gaz renouvelables en 2050, donnée par la SNBC, et l'objectif de 7 % de gaz renouvelables en 2030 ? Suppose-t-on que la croissance sera bien plus rapide après 2030 ? S'agit-il de repousser les efforts à plus tard, pour finalement repousser l'échéance ?

En outre, les gaz renouvelables sont une solution concrète qui dessine une « trajectoire des territoires », une transition véritablement écologique et solidaire, en apportant un complément de revenus aux agriculteurs, en favorisant la création d'emplois en zones rurales, en limitant la pollution des nappes phréatiques et le recours aux engrais chimiques, et en améliorant la biodiversité grâce aux CIVE ⁽⁵⁾. Le biométhane utilisé dans les transports (bio-GNV) est une solution de mobilité bas carbone pour les situations dans lesquelles les contraintes d'autonomie, de temps de recharge et de développement des réseaux de bornes de recharge rendent la mobilité électrique inadaptée. Et plus largement, les gaz renouvelables améliorent la balance commerciale de la France.

La production de gaz renouvelable apporte ainsi des bénéfices tangibles se situant au carrefour de plusieurs politiques (énergie et climat, agriculture et agro-écologie, gestion des déchets et économie circulaire, aménagement des territoires et emplois locaux, transports). Si ces avantages sont encore difficiles à valoriser, les premières estimations en cours donnent toutefois un niveau minimum de 30 €/MWh ⁽⁶⁾ d'externalités (hors climat) générées par le biométhane. Même en supposant que ces analyses soient trop optimistes, on ne peut raisonnablement supposer qu'elles soient inférieures à 10 €/MWh.

À cela s'ajoute le fait que recourir à un gaz bas carbone pour remplacer le gaz naturel fait économiser environ 200 gCO₂/kWh. Avec une valeur de l'action pour le climat en 2030 de 250 €/tCO₂ (suivant la ré-estimation Quinet de 2019), le surcoût « acceptable » du biométhane au regard de son apport au climat sera donc de l'ordre de 50 €/MWh.

Il en découle qu'en retenant l'hypothèse de la PPE d'un prix du gaz naturel à 30 €/MWh en 2030, le recours au biométhane reste justifié du point de vue du climat et de l'environnement, et ce même si son coût de production restait à 90 €/MWh ⁽⁷⁾ en 2030, alors que la filière estime qu'il devrait baisser de 2 % en moyenne par an.

Comment passer la pointe électrique hivernale sans gaz ?

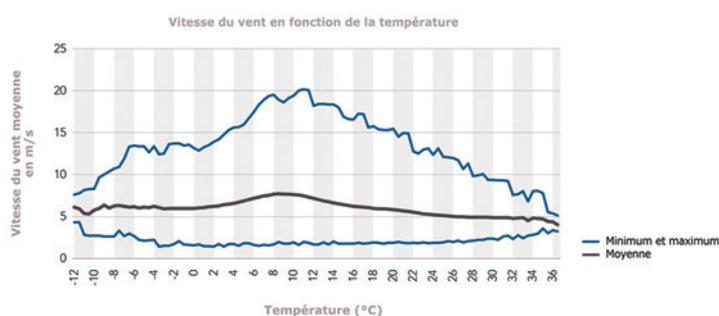
Le projet de SNBC est étonnamment silencieux sur les questions de puissance électrique : il se borne à indiquer que le parc sera zéro carbone, sans rien dire sur le

(5) Cultures intermédiaires à vocation énergétique. Contrairement à ce qui a été fait en Allemagne, il n'est pas question en France de dédier des surfaces agricoles exclusivement au développement du biométhane.

(6) Étude ENEA en cours, http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2018/10/ENEA_Feuille_de_route_biom%C3%A9thane.pdf

(7) 50 €/MWh (gain pour le climat) + 10 €/MWh (gain hors climat) + 30 €/MWh (prix du gaz naturel).

passage de la pointe hivernale. Étant donné que la part du nucléaire devrait être limitée à 50 % en 2035, et probablement moins les années suivantes, on imagine qu'il sera fait un large recours aux EnR électriques non pilotables : éolien et PV. Or, de tels moyens ne permettent pas de gérer la pointe hivernale : le PV est typiquement disponible à 1 % de sa capacité le soir en hiver et RTE indique qu'en moyenne le facteur de charge de l'éolien est inférieur à 10 % pendant 10 % des heures d'hiver. D'autant qu'en France, en dessous de 10°C, plus il fait froid, et moins il y a de vent, comme le montre le graphique ci-dessous⁽⁸⁾.



Source : RTE.

Il faudrait donc imaginer des capacités de stockage importantes, un parc éolien largement surdimensionné (produisant des volumes excédentaires de faible valorisation), des échanges aux frontières (mais la capacité n'est que de l'ordre de 12 GW, l'acceptabilité des nouvelles lignes est fort problématique, et nos voisins n'auront pas forcément d'électricité à nous vendre lors des périodes tendues) et des possibilités accrues d'une gestion intelligente de la demande (un sujet qui suscite de grands espoirs, mais force est de constater que les utilisateurs sont réticents – en 2018, l'appel d'offres de RTE sur les capacités d'effacement n'a permis de contractualiser que 0,7 GW sur les 2,1 GW attendus⁽⁹⁾).

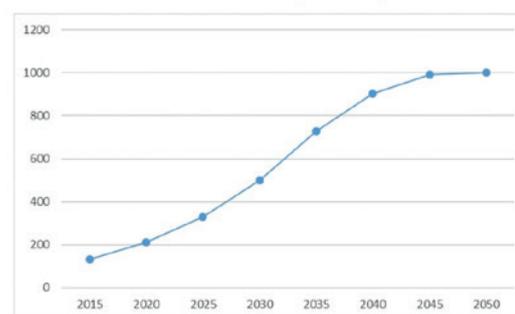
Et puisque l'essentiel du chauffage est censé être assuré par l'électricité, ces difficultés seraient encore plus importantes dans l'hypothèse où les gains d'efficacité énergétique dans le résidentiel ne se concrétiseraient pas, possibilité qui ne peut être écartée quand on voit le très fort niveau d'ambition de la SNBC en matière de rénovations (voir le Graphique ci-contre) et alors que le projet de PPE a revu à la baisse les objectifs de réduction de la consommation à l'horizon 2023, face au constat de la difficulté, depuis des années, à les atteindre !

Quant aux pompes à chaleur électriques qui sont vues comme la solution miracle en matière de chauffage – en raison de leur rendement intéressant hors des périodes de froid intense –, il faut garder en tête que ce rendement chute avec la température, faisant augmenter la demande de puissance en pointe et/ou l'inconfort des utilisateurs. Vouloir se passer du gaz pour le chauffage signifierait

(8) Bilan prévisionnel 2017.

(9) https://clients.rte-france.com/hm/fr/offre/telecharge/220180419_Rapport_synthese_AOE_2018.pdf

Evolution du nombre de rénovations complètes équivalentes dans le résidentiel entre 2015 et 2050 (en milliers)



Source : DGEC, « Synthèse du scénario de référence de la SNBC » (2019).

pourtant de les déployer dans tous les logements avec les contraintes que cela suppose en particulier pour les propriétaires du parc existant (spécifiquement collectif). La faisabilité technique et sociale d'une telle solution est pour le moins douteuse.

En périodes de tensions qui resteront fortes en hiver, on voit vite l'intérêt de maintenir une place suffisante au système gazier qui pourrait assurer le stockage des volumes excédentaires d'électricité en été par le biais du *Power-to-Gas*, et le chauffage directement (sans passer par une production d'électricité) pendant les périodes de froid, tout en apportant une puissance électrique pilotable par des centrales à gaz (renouvelable) permettant de faire face aux aléas. Ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier est aussi un principe de prudence et un facteur de résilience.

Une France en autarcie n'est pas un optimum économique

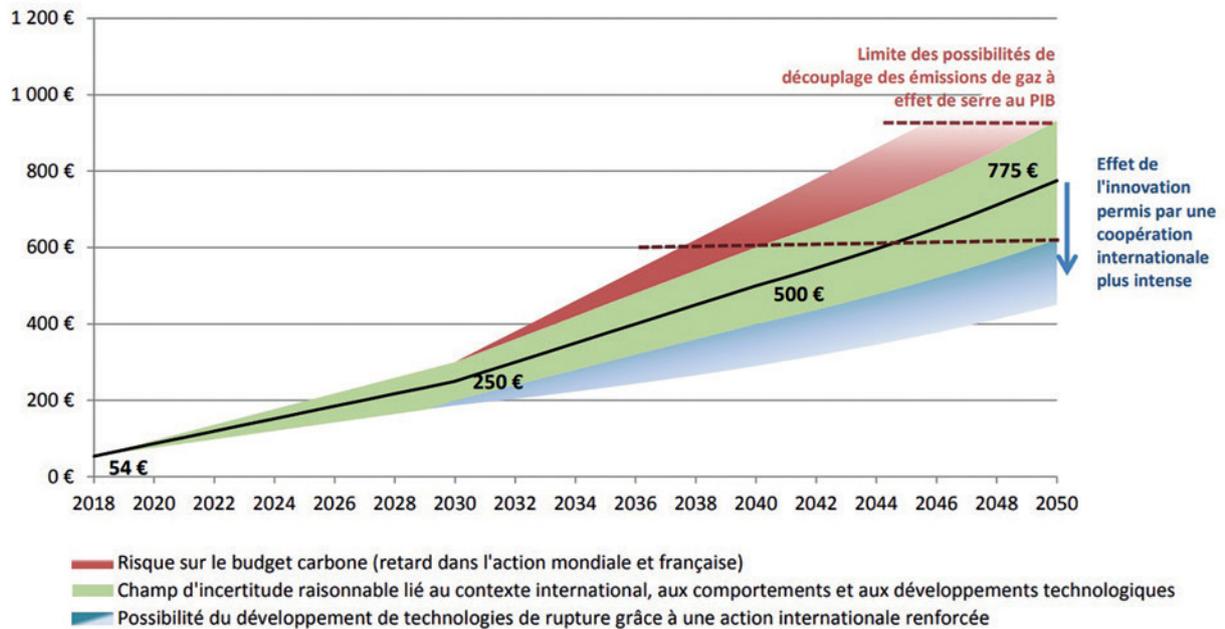
La SNBC fait l'hypothèse d'une France pratiquement fermée d'un point de vue énergétique, si l'on fait exception des exports d'électricité (qui du reste constituent un élément clé de la rentabilité du parc nucléaire français). Le choix fait d'un approvisionnement en biomasse uniquement d'origine française découle probablement de la volonté d'éviter de reporter sur d'autres pays la responsabilité de limiter les émissions.

Mais ce faisant, la SNBC omet d'adopter une approche systémique à l'échelle de l'Europe qui permettrait d'optimiser les investissements et de garantir une meilleure sécurité d'approvisionnement.

Il y a un intérêt économique évident à conserver des échanges d'énergie entre les différentes régions françaises, par exemple entre les régions forestières peu peuplées, aux larges ressources en biomasse, et les régions urbaines qui, elles, concentrent les besoins en énergie. Mais si l'on admet la pertinence de ces échanges entre régions, alors pourquoi rejeter *a priori* les échanges entre pays, au moins avec ceux affichant une ambition climatique similaire à celle de la France ?

Des imports de gaz bas carbone en provenance de Norvège ou de Russie peuvent être envisagés : il peut s'agir

La valeur de l'action pour le climat



Source : France Stratégie, « La valeur de l'action pour le climat » (2019).

de gaz fossile, avec capture et séquestration du carbone, que cette étape ait lieu sur le lieu de production ou de consommation. Equinor et Gazprom (producteur norvégien pour le premier et russe pour le second), mais aussi l'Australie et le Japon travaillent sur cette possibilité, qui pourrait présenter un intérêt économique, même si elle ne semble pas avoir été prise en considération par la SNBC.

Pourtant, le rapport Quinet 2019 montre que le coût de l'action pour le climat pourrait être plus bas si la coopération internationale était plus intense (voir le Graphique ci-dessus).

De manière plus générale, la SNBC tient insuffisamment compte du « reste du monde ». Ainsi, comme l'a fait remarquer l'Autorité environnementale dans son avis, la SNBC est « relativement peu précis[e] sur les ressources [minérales] disponibles » pour le développement des EnR électriques, et l'on ne peut écarter le « risque d'une tension très forte sur les prix, voire des difficultés d'approvisionnement⁽¹⁰⁾ ». On pourrait ajouter la question des impacts sur l'environnement des batteries électriques importées.

Conclusion

Estimer correctement le « bon » niveau total de gaz nécessite de dépasser les analyses simplifiées, qui conduisent à ne pas prendre en considération certains des avantages des gaz renouvelables. Le gaz facilite le passage par le système énergétique de la pointe hivernale, mais ce bénéfice reste invisible si l'on raisonne de façon simpliste, à maille annuelle. Le gaz permet d'envisager des échanges internationaux importants, mais c'est un avantage sans intérêt si l'on imagine une France autarcique. Le gaz impose peu de contraintes aux réseaux et aux utilisateurs aussi bien en matière de mobilité que de chauffage, mais c'est sans importance quand on raisonne en coût moyen de l'énergie sans prendre en compte les efforts d'adaptation des comportements et les coûts environnés. Et le gaz offre de la flexibilité, mais cet avantage est superflu quand le futur est supposé être connu d'avance – s'appuyant sur un scénario (quasi) unique à l'horizon 2050.

Certes, une analyse qui tiendrait compte de tous les aspects susmentionnés et qui raisonnerait par scénarios serait sans nul doute plus complexe à produire, mais elle permettrait de constater qu'accorder une place plus importante aux gaz renouvelables (éventuellement importés), avec un développement à court terme plus rapide que celui envisagé par la PPE, est une façon d'atteindre la cible de la neutralité carbone en 2050, qui se révèle à la fois moins coûteuse et moins contraignante pour les utilisateurs, et bien plus résistante aux aléas.

(10) Avis délibéré de l'AE sur la deuxième SNBC, n°AE : 2019-01.

Le gaz : atout ou obstacle dans la recherche de la neutralité carbone ?

Par Jean-Pierre HAUET

Président du Comité scientifique d'Équilibre des Énergies

Le gaz naturel a joué un rôle essentiel dans le développement économique de notre pays. Les installations en place, en particulier les réseaux, constituent un actif dont la valeur est considérable. Mais les orientations nouvelles de la politique énergétique visant à atteindre la neutralité carbone dès 2050 posent un problème majeur à l'industrie du gaz.

Le problème de la France se pose de façon très différente de celui rencontré au niveau international, où, dans de nombreux pays, le gaz apparaît comme une voie privilégiée pour remplacer le charbon, dans la production d'électricité tout particulièrement. Ce n'est pas le cas en France du fait du niveau de développement atteint par le nucléaire et bientôt par les énergies renouvelables.

Le gaz, bien qu'il soit une énergie peu polluante, est une énergie carbonée, dont le maintien en l'état serait incompatible avec l'atteinte de la neutralité carbone, en particulier dans le secteur résidentiel et tertiaire qui représente 65 % de son marché des utilisations finales. On notera que la Grande-Bretagne, après les Pays-Bas, vient d'annoncer que le chauffage au gaz des bâtiments neufs sera interdit au-delà de 2025.

En France, le gaz doit se réinventer un modèle d'affaires, dont les contours précis restent à définir et donnent aujourd'hui lieu à débat. Il s'agit en effet de déterminer les ressources décarbonées, dites de gaz renouvelables, qui pourront être à l'avenir mobilisées dans des conditions économiques acceptables, et d'identifier les secteurs vers lesquels ces ressources pourront être orientées en priorité. Dans cet article, nous donnerons quelques orientations sur ce point, tout en soulignant que l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone dès 2050 est excessivement prégnante. L'énergie est une affaire de temps long, l'appareil gazier doit donc avoir le temps de s'adapter et de préparer des solutions qui pourront se développer au cours de la deuxième partie du siècle, l'hydrogène et le captage/stockage/utilisation du CO₂, notamment.

Introduction

Il y a sept ans, en mai 2012, l'Agence internationale de l'énergie publiait un rapport intitulé « Des règles d'or pour un âge d'or du gaz » commençant par cette phrase : « Le gaz naturel est sur le point de connaître un véritable âge d'or. » À cette époque, le débat autour des gaz de schiste battait son plein et le problème n'était pas de questionner la légitimité du gaz au regard du concept encore balbutiant de la transition énergétique, mais de définir les règles à respecter pour être en mesure de tirer parti des ressources nouvelles en gaz naturel, au profit de la sécurité économique et énergétique mais tout en tenant compte de la nécessaire sauvegarde de l'environnement et des préoccupations du public.

Aujourd'hui, le débat s'est déplacé et, à la suite notamment de l'Accord de Paris, qui a fixé dans son article 4 l'objectif d'arriver à l'équilibre au cours de la deuxième moitié du siècle entre les émissions anthropiques de gaz à effet de serre et les capacités d'absorption par les puits

de carbone, la question se trouve posée du rôle qui peut être dévolu au gaz dans une optique de neutralité carbone. Ce débat est passionné, car les enjeux sont importants. L'industrie du gaz est puissante, son rôle dans l'approvisionnement énergétique mondial va régulièrement en croissant depuis des décennies (voir la Figure 1 de la page suivante) et les grandes sociétés pétrolières, telles que Total, misent sur son avenir.

Au plan des approvisionnements, l'avenir du gaz semble solide avec plus de cinquante ans de réserves prouvées. Alors que les découvertes en pétrole se font de plus en plus rares et difficiles, de nouvelles provinces gazières émergent régulièrement, venant s'ajouter au fantastique essor du gaz non conventionnel en Amérique du Nord. Sur le front européen, le bassin du Levant et les réserves identifiées dans les eaux territoriales de Chypre, de l'Égypte et d'Israël peuvent venir ajouter un élément de diversification à des approvisionnements trop dépendants aujourd'hui de la Russie.

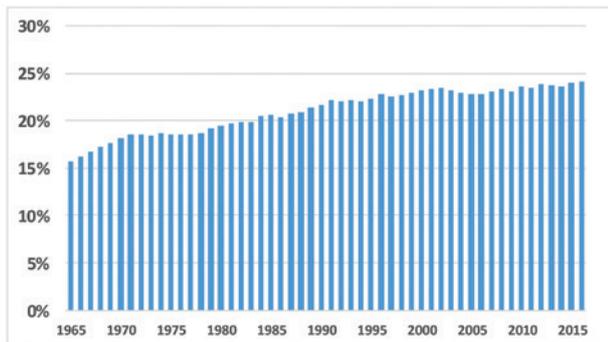


Figure 1 : Évolution de la part du gaz dans l'approvisionnement mondial en énergie (Source : Statistiques BP en énergie primaire).

Le problème tient en fait à la nature fossile du gaz naturel, et donc à sa teneur en carbone. Comparé aux autres formes d'énergies fossiles (lignite, charbon ou fioul), le gaz est une énergie relativement propre. Mais comparé au kWh électrique d'origine nucléaire ou renouvelable, le gaz apparaît comme une énergie beaucoup plus carbonée (voir la Figure 2 ci-après).

Bien entendu, le gaz possède d'autres avantages : il est souvent présenté, à juste titre, comme une énergie faiblement polluante, occasionnant moins d'émissions en particules fines et en oxydes d'azote que les combustibles fossiles qu'il peut remplacer. Par contre, son exploitation, essentiellement celle des gaz non conventionnels, peut engendrer, si elle n'est pas convenablement maîtrisée, diverses atteintes à l'environnement : pollution des eaux, bruit, poussières, microséismes... Enfin, il faut rappeler que le méthane, composant essentiel du gaz naturel, est un gaz à effet de serre, dont le pouvoir de réchauffement est de 28 fois supérieur à celui du CO₂, si l'on se place à un horizon de 100 ans, mais de 84 fois à un horizon de

20 ans⁽¹⁾. La résolution du problème des fuites dans l'industrie du gaz est donc primordiale. Ces fuites sont mal connues et sans doute très variables selon les chaînes d'approvisionnement. Une étude récente cite des taux de fuite allant de 0,2 à 10 %, avec une moyenne de 2,2 %⁽²⁾.

Au final, la question est de savoir si le gaz est une « énergie de transition », c'est-à-dire une étape vers des énergies plus propres, ou « une énergie de la transition », c'est-à-dire une énergie sur laquelle on peut fonder durablement le grand futur énergétique.

La réponse est très différente selon que l'on considère le cas de la France ou celui d'économies encore fortement carbonées.

Au niveau mondial, le gaz est la solution numéro 1 pour sortir du charbon

Dans le monde, la consommation de charbon ne faiblit pas : elle atteignait, en 2017, 7,7 milliards de tonnes, dont 3,5 en Chine. 38 % de l'électricité sont encore produits à partir du charbon (contre 23 % à partir du gaz⁽³⁾), et le charbon brûlé dans les centrales explique à lui seul 25 % des émissions mondiales de CO₂. Convertir ce potentiel au gaz, en laissant aux énergies renouvelables et au nucléaire le soin de répondre aux besoins nouveaux en électricité, est un objectif atteignable et même un impératif de survie pour l'humanité. C'est le chemin qu'ont pris certains pays : les États-Unis notamment, en tirant parti de

(1) Chiffres issus du 5^e rapport d'évaluation du GIEC.

(2) Transport & Environment (2018), Étude « GNC et GNL pour véhicules et navires », octobre.

(3) Selon les statistiques BP 2017.

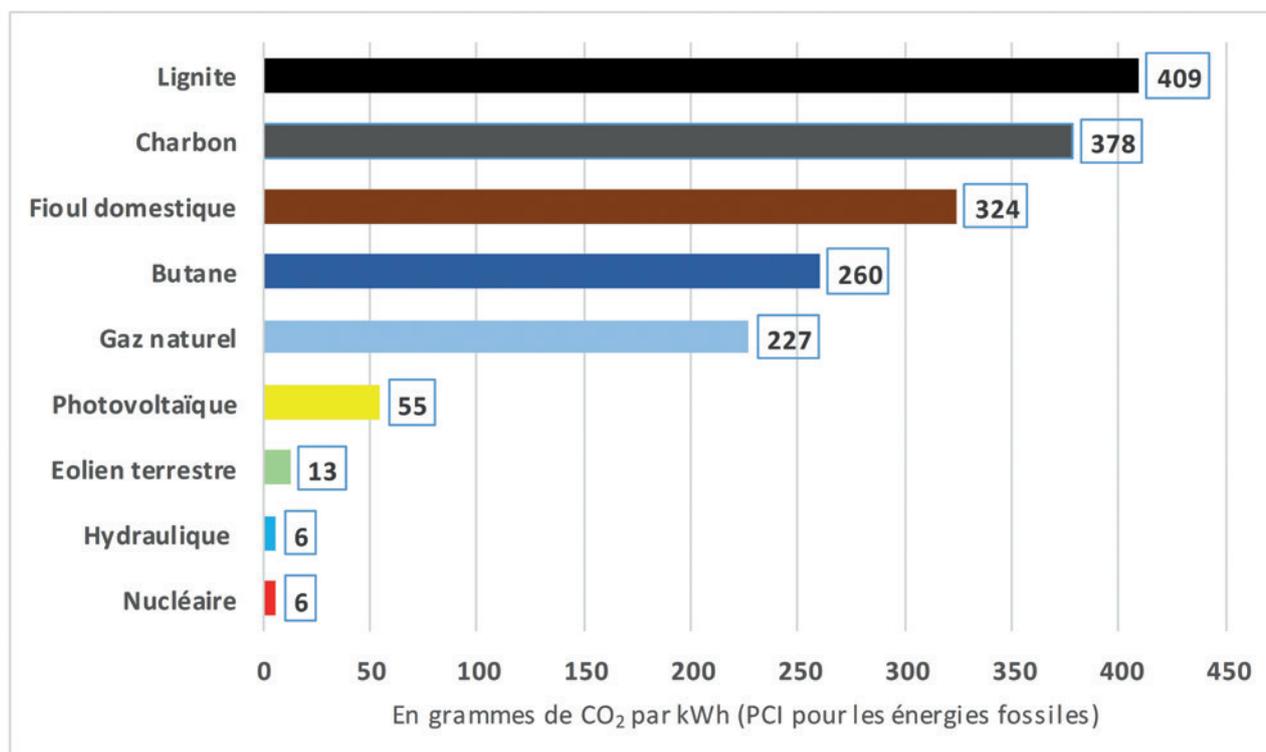


Figure 2 : Contenu en CO₂ des principales formes d'énergie (Source : Base carbone ADEME, 2019).

leurs ressources nouvelles en gaz de schiste. C'est aussi la voie que tente de prendre la Chine pour endiguer ses problèmes de pollution urbaine.

Mais la route est encore très longue et le charbon apparaît comme un facteur de développement indispensable à beaucoup de pays : l'Inde, le Pakistan, l'Indonésie et, plus près de nous, la Turquie et la Pologne.

Le gaz naturel dispose donc d'un fantastique espace de développement au niveau mondial, et les pays les plus évolués qui n'acceptent pas de recourir à l'énergie nucléaire, tels que l'Allemagne, sont bien obligés de convenir que le gaz leur sera nécessaire en complément du développement des énergies renouvelables.

La problématique de la France est très différente

Notre pays dispose déjà d'une électricité décarbonée à plus de 90 %⁽⁴⁾, et personne n'imagine que la diversification souhaitée du mix électrique puisse se traduire par une « recarbonation » de l'électricité produite. Si l'on fait abstraction du potentiel subsistant de production d'électricité d'origine charbonnière qui doit s'éteindre d'ici à 2022, il n'existe pas, en termes de production de kWh (nous aborderons plus loin la question de la fourniture de puissance garantie), d'espace de développement notable pour le gaz.

Par ailleurs, il y a dans notre pays une volonté politique clairement affichée d'atteindre la neutralité carbone dès 2050. Une telle orientation politique est *a priori* incompatible avec le recours à une énergie carbonée telle que le gaz naturel, c'est donc le repli progressif de l'industrie gazière qu'il faudrait organiser en France comme le fut celui de l'industrie charbonnière à partir de 1956. On mesure l'ampleur du problème en rappelant que le gaz assure en France 21 % des consommations finales d'énergie et que plus de 11 millions de logements, soit 41 % du parc, sont chauffés au gaz. Rayer de la carte une industrie dynamique qui s'est construite au fil des années – en s'appuyant notamment sur la découverte en 1951 du gisement de Lacq –, qui a contribué à l'essor économique du pays et qui représente, par son réseau de transport et de distribution, un actif loin d'être obsolète, pose un problème majeur qui ne peut pas être traité à la hâte.

Le problème est complexe, il faut donc savoir rester modeste et prudent. D'ici à 2050, les conditions économiques peuvent varier fortement et de nouvelles percées technologiques peuvent apparaître. Ainsi, qui aurait parié, il y a vingt ans, sur une émergence des gaz non conventionnels ? Qui aurait misé, toujours à la même échelle de temps, sur un développement des véhicules électriques aussi rapide que celui que nous connaissons aujourd'hui ? Qui peut affirmer qu'il n'y aura pas, d'ici à 2050, de nouvelles solutions de production ou de stockage de l'énergie ? Rappelons également, qu'en novembre 1973, concomitamment au premier choc pétrolier,

survint une défaillance majeure dans l'usine de liquéfaction de Skikda, en Algérie. À cette époque, il fut considéré que l'usage du gaz dans les centrales thermiques n'était ni plus ni moins qu'un gaspillage de la ressource ; en conséquence, il fut interdit jusqu'en 1975. À d'autres temps, d'autres mœurs !

Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) essaie d'apporter une réponse mesurée qui, tout en s'inscrivant dans une démarche de recherche de la neutralité carbone à l'horizon 2050, évite de prendre des positions de rupture qui heurteraient trop violemment les parties prenantes ou qui, comme ce fut le cas pour les indicateurs CO₂ et les consommations d'énergie en 2016/2017, risqueraient d'être rapidement démenties par les faits.

On peut comprendre cette tendance à la procrastination, mais l'inconvénient est qu'elle renvoie à plus tard l'essentiel de l'effort, en espérant que les conditions seront alors réunies pour accélérer le rythme de la réduction des consommations et de la transition vers des énergies décarbonées.

En fait, beaucoup d'experts s'accordent pour considérer que l'objectif de neutralité carbone en 2050 est un objectif louable, théoriquement atteignable, mais qui est, dans la pratique, très difficile à atteindre. En conséquence, inscrire cet objectif dans la loi impose aux acteurs de travailler sur la base d'un scénario qui a sa place dans une phase d'analyse, mais qui risque de s'avérer très vite comme trop loin du possible. Pour revenir à l'épineux problème de l'avenir dans notre pays du gaz d'origine fossile, on voit bien que la réponse peut être tout à fait différente selon que l'on considère la neutralité carbone à l'horizon 2050 ou à un horizon deux fois plus éloigné comme 2075. À un horizon de cinquante ans, les chances de voir émerger de nouvelles technologies autour de l'hydrogène ou du captage, du stockage ou de l'utilisation du CO₂ sont bien plus crédibles qu'en 2050. *A contrario*, à un horizon 2050, la probabilité de voir les consommations d'énergie demeurer à un niveau sensiblement plus élevé que celui que l'on considère dans les scénarios supportant la PPE est élevée. Alors que la croissance économique est supposée se maintenir au cours des trente années à venir aux environs de 1,4 % par an, peut-on prendre pour argent comptant les affirmations faites que les besoins en énergie diminueront, quant à eux, sur la même période, de 1,6 % par an en moyenne, et que la consommation d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire sera réduite en 2050 de 40 % et celle du secteur des transports de 60 % ?

Cette « hyperbolisation » des objectifs officiels rend difficile le rapprochement des points de vue, car les scénarios proposés pour y répondre, que ce soit le retrait du gaz ou son remplacement par du gaz 100 % renouvelable, ont une chance limitée d'être validés par l'expérience ; l'énergie relève du temps long et notre conviction est que, pour le gaz comme pour toutes les autres formes d'énergie, les évolutions s'étaleront sur plusieurs décennies.

(4) Production d'électricité d'origine fossile de 39 TWh sur un total de 549 TWh en 2018 (Source : Bilan électrique RTE).

Pour des stratégies « sans regret »

Ces réserves faites sur les scénarios « ambitieux et volontaristes » impliquant des changements de « paradigme », dont les pouvoirs publics sont aujourd'hui friands, ne doivent pas conduire à l'inaction. Mais face à un avenir qui reste très incertain, il faut avant tout privilégier les actions « sans regret ».

Nous en citons ci-après deux d'entre elles :

- La recherche d'une meilleure efficacité énergétique doit être poursuivie et encouragée, mais les actions correspondantes doivent être non discriminatoires entre les différentes formes d'énergie. Qui peut dire comment nos logements seront chauffés dans cinquante ans, quand on considère la manière dont ils l'étaient il y a cinquante ans de cela ? Les règles de qualité du bâti doivent être les mêmes, tant pour la construction neuve que pour la rénovation. Il n'y a en effet aucune raison pour que les exigences soient moins strictes pour les bâtiments chauffés au gaz que pour ceux chauffés à l'électricité, ce qui est le cas avec la réglementation actuelle.
- L'usage du gaz ne doit plus être encouragé dans les secteurs où il est facile de le remplacer par des solutions non carbonées aujourd'hui disponibles. La Grande-Bretagne, après les Pays-Bas, vient d'annoncer que le chauffage au gaz des logements neufs ne serait plus autorisé au-delà de 2025. En France, il n'est pas normal que la réglementation thermique des bâtiments neufs (la RT2012) conduise, du fait d'un coefficient de conversion en énergie primaire de 2,58 pénalisant l'électricité, à une situation dans laquelle 70 % des logements collectifs neufs se trouvent chauffés au gaz, avec des installations qu'il sera très coûteux de convertir et qui rendront encore plus difficile la recherche de la neutralité carbone.

Pour éclairer le choix des solutions à retenir, on peut considérer la Figure 3 ci-après qui illustre les facteurs d'émissions en kg de CO₂ par m² et par an de trois groupes de solutions, pour un bâti supposé conforme à la RT2012 :

- Le premier groupe est celui des solutions émettant moins de 3 kg CO₂/m²/an : ce sont les solutions bois, associées ou non à un chauffe-eau thermodynamique électrique (CET), les bâtiments raccordés à un réseau de chaleur alimenté à plus de 70 % en EnR, les solutions électriques (pompes à chaleur double service ou chauffage Joule associé à un CET) et les solutions biénergie électricité-gaz dans lesquelles l'électricité joue un rôle prépondérant en termes d'apport d'énergie (PAC hybrides).
- Entre 3 et 7 kg CO₂/m²/an, se trouvent des solutions biénergie gaz-électricité (chaudière hybride, association d'une chaudière gaz et d'un CET) qui pourraient se rapprocher des 3 kg par introduction d'un pourcentage suffisant de biogaz dans le gaz naturel. La combinaison gaz + eau chaude solaire pourrait aussi se trouver dans cette zone de performance.
- Au-delà de 7 kg de CO₂/m²/an, on trouve les solutions reposant exclusivement sur les hydrocarbures fossiles qui présentent aujourd'hui un mauvais indice de performance en termes d'émissions de CO₂. Pour que le gaz puisse rejoindre le club des moins de 3 kg de CO₂/m²/an, il faudrait que le gaz distribué soit composé à 70 % de biogaz, ce qui paraît très peu réaliste, même à l'horizon 2050.

L'adjonction aux solutions gaz de l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toits des bâtiments n'est pas une réponse appropriée. Une production photovoltaïque locale ne peut pas se substituer à des consommations d'énergies fossiles, elle ne permet donc pas de réduire les émissions de CO₂ des bâtiments et de leurs installations.

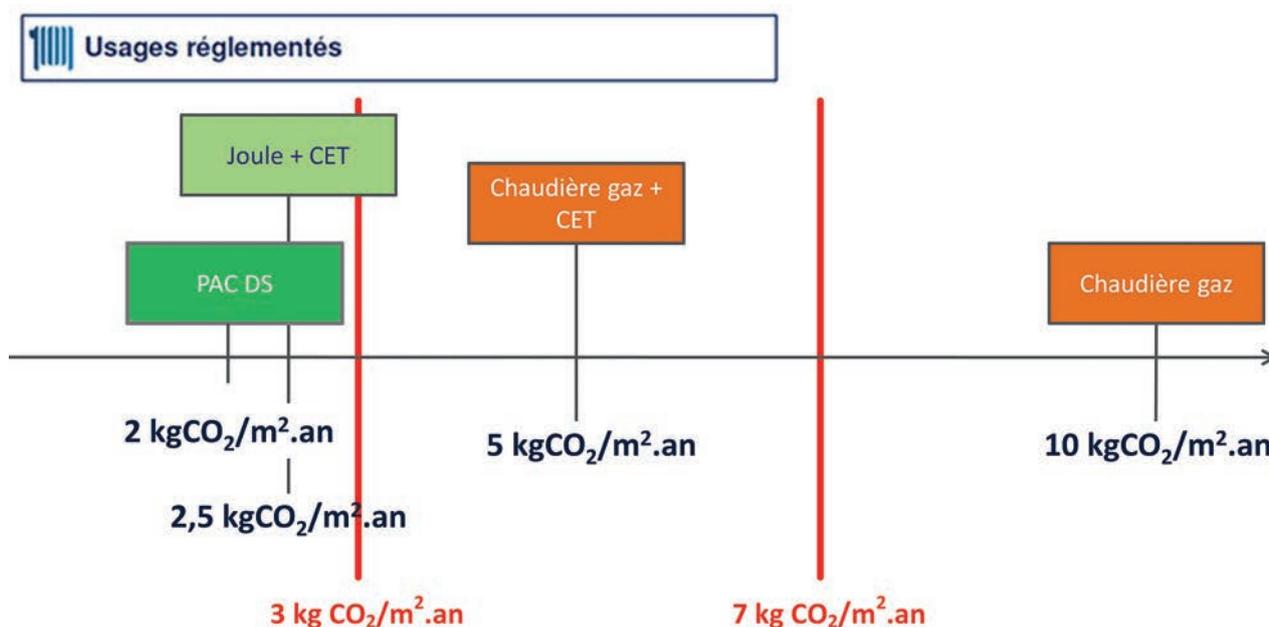


Figure 3 : Facteurs d'émissions de différents modes de chauffage de logements neufs répondant à la RT2012, en fonction de leur énergie principale.

- Dans le domaine de la rénovation thermique des bâtiments existants, les solutions reposant sur l'utilisation de pompes à chaleur doivent être privilégiées, notamment pour le remplacement des trois millions de chaudières au fioul qui équipent encore nombre d'habitations de particuliers.

Cette solution est, en investissement, plus onéreuse que le remplacement d'une chaudière au fioul par une chaudière à gaz, mais elle offre un bon temps de retour sur investissement et prépare bien mieux l'avenir.

Lorsque les émetteurs de chaleur nécessitent une circulation d'eau à température relativement élevée, les solutions pompes à chaleur hybrides constituent une bonne solution. Ces PAC hybrides ne permettent de remplacer que 75 % environ des combustibles fossiles, mais elles ont l'avantage de ne pas augmenter la puissance appelée sur le réseau électrique en période de pointe.

- Dans le domaine des transports, la mobilité électrique présente de gros avantages pour les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers, et c'est probablement la solution qui s'imposera rapidement.

Cependant, dans les domaines des poids lourds, des transports en commun et du transport maritime, il n'existe pas encore de solutions électriques vraiment satisfaisantes. Les solutions gaz, GNV, GNC, bio-GNV présentent quelques avantages : elles affichent des volumes d'émissions de CO₂ assez faibles, mais leurs avantages sont bien plus substantiels en termes de réduction des émissions de polluants et d'atténuation du déficit commercial.

- Du côté des ressources, un débat s'est ouvert sur la contribution qui peut être attendue de la part des sources de gaz renouvelables. Des chiffres extraordinairement ambitieux ont été avancés allant jusqu'à soutenir la possibilité de disposer de 300 TWh de gaz entièrement renouvelable à l'horizon 2050⁽⁵⁾, alors que le gaz renouvelable ne pèse aujourd'hui que pour 6 TWh environ dans l'approvisionnement.

Le scénario de base sous-jacent à la PPE suppose que cette contribution pourrait être portée à 150 TWh environ en 2050, après un très fort décollage en 2030. Mais une évolution aussi drastique pose des problèmes techniques, économiques et de disponibilité des ressources.

Plus prudentes, les prévisions officielles balisent le chemin jusqu'en 2028 et subordonnent le degré de priorité qui sera consenti à cette filière à des progrès substantiels à réaliser en termes de prix de revient, avec l'objectif de ramener le coût du biométhane réinjecté sur le réseau de 100 €/TWh (PCS) en 2017 à 67 € en 2023 et à 60 € en 2028.

C'est une voie qui mérite d'être explorée, mais le balisage économique retenu est certainement parmi les plus élevés que l'on puisse concevoir : en effet, un prix de revient de 60 €/TWh correspond à trois fois le coût d'approvisionnement actuel. L'épisode des Gilets jaunes montre

que la transition énergétique ne sera pas acceptée si elle s'accompagne d'un renchérissement substantiel des prix imposés aux citoyens.

- Du côté de la recherche, nous pensons que deux secteurs doivent faire l'objet d'une attention suffisante afin de préparer le grand futur énergétique et la neutralité carbone qui doit l'accompagner. Il s'agit :

- d'une part, de la filière hydrogène : les efforts doivent être focalisés sur la baisse des coûts de production par électrolyse, sur les techniques de stockage et sur l'utilisation de l'hydrogène électrolytique dans les domaines où il offre une équation économique suffisamment proche de l'équilibre : l'industrie et les transports professionnels (poids lourds, flottes captives, train, navires, etc.). L'injection directe d'hydrogène dans les réseaux de gaz (à 20 % en volume et peut-être plus) pourrait également venir renforcer le potentiel de gaz renouvelable décarboné ;
- et, d'autre part, de la capture, du stockage et de l'utilisation du CO₂ : ce sont des techniques qui avaient soulevé de grands espoirs au début des années 2000, mais qui sont quasiment retombées dans l'oubli. La Grande-Bretagne s'y intéresse, notamment dans le but de développer une filière parallèle à l'électrolyse de fabrication d'hydrogène décarboné par reformage du méthane. Il est clair que si des sites d'injection peuvent être identifiés en France et si des méthodes de captage peuvent être mises au point, l'avenir du gaz naturel se posera alors de façon différente.

Le gaz naturel : un moyen d'équilibrer les systèmes énergétiques en période de pointe

Les actions listées précédemment ont pour finalité de valoriser le gaz en tant que vecteur énergétique, porteur de kWh délivrés au consommateur. Traditionnellement, c'est la valeur économique de ces kWh qui détermine la valeur du vecteur énergétique ; aujourd'hui, les prix et tarifs sont largement libellés en quantité d'énergie.

Mais nous sommes entrés, avec le développement du nucléaire et des énergies renouvelables, dans une économie énergétique de coût marginal quasiment nul. Sur ce point, le gaz est handicapé par rapport aux énergies concurrentes, car la molécule de gaz, gaz naturel ou biogaz, aura toujours un coût substantiel.

Par contre, le gaz peut être stocké et répondre ainsi aux besoins en périodes de pointes : pointes sur son propre réseau tout d'abord, mais aussi pointes observées sur les réseaux de chauffage urbain – qui, en plein hiver, peuvent avoir des difficultés à s'approvisionner à la hauteur voulue en intrants renouvelables – et pointes sur le réseau électrique.

Le rôle du gaz, en appui du réseau électrique, n'est pas nouveau, et les turbines à gaz répondent actuellement à ce besoin. Qu'en sera-t-il à l'avenir ? Sous réserve des calculs que pourra faire RTE, nous ne pensons pas que les besoins de pointe croissent significativement du fait du développement de nouveaux usages de l'électricité. En effet, les mesures d'efficacité énergétique ont un impact

(5) ADEME (2018), Étude « Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », janvier.

bénéfique sur la pointe et il existe de nombreux moyens de flexibilité qui sont aujourd'hui à peine utilisés :

- le pilotage de la demande : véhicules électriques, radiateurs et autres équipements domestiques connectés ;
- l'interruptibilité de certains usages, en particulier les usines de fabrication d'hydrogène si celles-ci viennent à se développer ;
- les stockages par batteries pour la régulation journalière : stockage à demeure ou en V2H/V2G.

Il nous semble plausible de considérer que le besoin de puissance électrique à la pointe se stabilisera aux environs de 100 GW. La question reste posée de savoir comment ce besoin pourra être satisfait. Dans l'hypothèse d'un maintien de la puissance d'origine nucléaire à 63 GW, une puissance garantie d'environ 50 GW pourrait être assurée. À ces 50 GW viendront s'ajouter une vingtaine de GW fournis par l'hydraulique et la biomasse, les centrales à charbon auront cependant disparu. Les ressources photovoltaïques n'apporteront pas de puissance garantie à la pointe du soir en hiver. Quant aux ressources éoliennes, il ne semble pas qu'elles puissent concourir au niveau de la puissance garantie à plus de 15 % de leur puissance installée et beaucoup de réticences des populations s'expriment aujourd'hui quant à leur développement

Au total, l'équation risque d'être difficile à équilibrer sans faire appel à des moyens de pointe de type turbines à gaz qui ne seront cependant que rarement sollicitées et qui, de fait, contribueront peu aux émissions carbone de la nation. Il n'en demeure pas moins qu'elles apporteront un service essentiel qui devra être rémunéré en conséquence.

Ces questions de bilan en puissance sont encore trop négligées dans les discussions sur les bilans énergétiques. C'est un atout en faveur du gaz dans la transition énergétique : c'est une contribution qui ne doit pas être oubliée, il faut que l'industrie du gaz soit en état de l'assurer si le besoin s'en fait sentir.

Conclusion

L'avenir du système gazier en France est un problème extrêmement difficile à traiter : les solutions susceptibles d'y être apportées ne peuvent pas être imaginées et mises en place en quelques années seulement. À cet égard, le fait

d'avoir fixé, en France, à 2050 l'horizon de l'atteinte de la neutralité carbone, conduit à imaginer des scénarios extrêmement ambitieux qui n'ont que peu de chance de se réaliser en l'état. L'énergie est une affaire de temps long et, à un horizon de cinquante ans, de nouvelles technologies peuvent surgir, comme on a vu se développer, il y a moins de vingt ans, les gaz de schiste.

Dans l'immédiat, il s'agit de préparer ce grand futur par des actions de recherche-développement appropriées et de mettre en œuvre simultanément des actions « sans regret », dont le bien-fondé ait peu de chances d'être démenti au fil du temps. Il faut accepter de se passer progressivement du gaz dans les secteurs où il peut être remplacé par des solutions décarbonées, en premier lieu dans le secteur résidentiel et tertiaire où l'électricité, la biomasse et la chaleur renouvelable offrent des solutions aujourd'hui éprouvées. La décision de la Grande-Bretagne, venant après celle des Pays-Bas, d'interdire l'usage du gaz pour le chauffage des bâtiments au-delà de 2025 doit ici être rappelée.

A contrario, le gaz peut s'affirmer comme une voie appropriée dans le secteur des transports professionnels et des marchandises, qui sont à la recherche d'une alternative aux hydrocarbures liquides.

En complément des marchés où il pourra se maintenir voire se développer, le rôle du gaz comme contributeur lors des périodes de pointe doit être souligné et valorisé. Au niveau des logements existants, aujourd'hui chauffés au fioul ou au gaz, le recours à des pompes à chaleur hybrides devrait être encouragé. Au niveau du système énergétique dans son ensemble, qu'il s'agisse des réseaux de chaleur ou du réseau électrique, le gaz aura certainement un rôle essentiel à jouer pour assurer la fourniture de la puissance qui pourrait venir à manquer en période de pointe, du fait de la variabilité des ressources renouvelables qui en limitent l'utilisation.

Ce rôle de service à la pointe mobilisera sans doute peu de TWh et ne sera que faiblement préjudiciable à la neutralité carbone, mais sa valeur économique pourrait devenir essentielle. Il faudra qu'elle soit rémunérée en conséquence, ce qui suppose une évolution forte de la structure des prix et des tarifs encore beaucoup trop orientée vers la rémunération des kWh plus que vers celle des kW.

Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ?

Par Patrick **POUYANNÉ**

Total

Concilier croissance démographique et réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est l'un des grands défis du XXI^e siècle. Nous devons fournir au plus grand nombre une énergie à un coût abordable et, en même temps, baisser les émissions associées à ces énergies. « De l'énergie pour plus de monde, moins de carbone », une équation en vérité complexe à mettre en œuvre. Comment cela se traduit-il pour un grand pétrolier et gazier comme Total ?

Total reconnaît l'Accord de Paris et souhaite contribuer à la réalisation de son objectif de limiter l'élévation de la température moyenne à moins de 2°C en 2100 par rapport aux niveaux préindustriels. D'après les travaux du GIEC, qui font autorité sur la question, cela implique d'atteindre la « neutralité carbone » dans la seconde partie de ce siècle, autour de 2070. Cette neutralité carbone correspond à des émissions de CO₂ inférieures à la capacité d'absorption de l'environnement (océans, végétation) afin de stopper la croissance de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, de l'ordre de 410 ppm aujourd'hui et en hausse de 2 ppm par an environ.

Total s'engage résolument dans cette voie, en réduisant ses propres émissions et en mettant en œuvre une stratégie ayant pour ambition de proposer à ses clients des produits énergétiques dont l'intensité carbone moyenne diminue au fil des années, notamment grâce au développement de l'usage du gaz naturel, des énergies renouvelables (solaire, éolien et hydraulique) et des biocarburants. Le défi est de taille pour Total, mais les opportunités sont nombreuses, car cette évolution vers un monde neutre en carbone se traduit par de nombreux nouveaux marchés de l'énergie en forte croissance.

La transition énergétique n'en demeure pas moins un processus long et incertain : qui peut dire aujourd'hui avec certitude quelle sera la source d'énergie prépondérante de ce futur monde neutre en carbone, et à quel horizon ? La démarche qui est la nôtre est donc à la fois résolue et réaliste, car notre raison d'être est bien d'apporter au plus grand nombre l'énergie abordable dont ils ont besoin pour vivre et se développer. En particulier, cette transition doit s'adapter au rythme acceptable par les consommateurs, partout dans le monde. Dans ce contexte, les industriels comme Total se doivent d'être des forces de proposition et d'innovation, mais, au final, le rythme de la transition dépendra aussi, et en grande partie, des politiques publiques (prix du carbone, par exemple) et du comporte-

ment des consommateurs (modification des modes de consommation).

Dans la plupart des scénarios de mix énergétiques disponibles – en particulier ceux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) qui font généralement office de références –, les hydrocarbures restent prépondérants pendant encore plusieurs décennies, avec notamment une croissance significative du gaz naturel au détriment du charbon. Il est donc impensable d'en sortir du jour au lendemain, dès à présent. Dans un futur monde neutre en carbone, la consommation (combustion) de ces hydrocarbures sera néanmoins fortement contrainte par la capacité d'absorption de CO₂ de la Terre (océans, végétations...) – de l'ordre de 20 Gt/an actuellement –, à laquelle pourront s'ajouter des capacités de captage industriel du CO₂ (*carbon capture utilization and storage* – CCUS). Sauf accroissement colossal, mais peu vraisemblable, de ces capacités d'absorption du CO₂ (industrielles et naturelles), les solutions envisageables, et réalistes, passent toutes par des gains d'efficacité énergétique et par l'évolution progressive du mix énergétique vers du bas carbone.

Répondre aux besoins croissants en énergie

Selon l'ONU, la population mondiale passera d'environ 7,5 milliards d'hommes et de femmes aujourd'hui à plus de 9,5 milliards en 2050, puis à plus de 11 milliards en 2100. Cet accroissement démographique proviendra exclusivement des pays émergents (principalement d'Afrique et d'Asie – sous-continent indien, notamment), la population des pays avancés étant pour sa part amenée à reculer (vieillesse, faible fécondité...). Cette hausse de la population mondiale, et sa géographie, font de l'accès à l'énergie une problématique centrale, un enjeu capital du XXI^e siècle, à tous égards (géopolitique, économique, social...). Elle implique, quasi mécaniquement, une hausse de la demande d'énergie, d'autant plus forte qu'elle de-

vrait s'accompagner d'un enrichissement global de la population mondiale (hausse du revenu par tête, donc de la consommation par tête) et d'une urbanisation croissante de celle-ci. Toujours selon l'ONU, le taux d'urbanisation du monde – c'est-à-dire la part de la population mondiale vivant dans des villes ou dans des zones urbaines – devrait passer de 55 % actuellement à 68 % en 2050, soit, compte tenu de la croissance démographique prévue par l'Institution, plus de 2,5 milliards d'urbains supplémentaires à un horizon de 30 ans (principalement en Afrique, en Inde et en Chine). Ces villes, et les infrastructures connexes, n'existent pas, il faudra les construire. Rappelons également qu'aujourd'hui deux milliards d'hommes et de femmes n'ont toujours pas accès aux technologies modernes de cuisson, et qu'un milliard d'entre eux n'ont tout simplement pas accès à l'électricité.

Les besoins énergétiques du monde sont donc considérables et l'accès à une énergie fiable, abordable et propre est absolument indispensable pour le développement économique et social des pays émergents. Intuitivement, on devine aussi que la maîtrise de la consommation doit être au cœur des politiques énergétiques des pays – développés ou non. Sans gains d'efficacité importants, la demande mondiale d'énergie augmentera en effet de manière insoutenable au cours des prochaines décennies. Le développement et la diffusion de technologies utilisant l'énergie de manière plus efficace sont donc, aussi, des priorités, au même titre que l'accès à l'énergie lui-même. L'efficacité énergétique est la seule ressource énergétique partagée par l'ensemble des pays du monde.

Réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES)

Les émissions de GES directement imputables aux énergies fossiles (production, transformation et combustion) représentent environ 70 % des émissions totales de GES anthropiques, elles se sont élevées à 37 GtCO₂-éq en 2017. Selon le scénario central de l'AIE (*New Policies Scenario*), elles devraient globalement se stabiliser, avec une croissance très modérée, pour atteindre 39 GtCO₂-éq en 2040, si les États suivent pleinement leurs engagements NDC (Nationally Determined Contributions) suite à l'Accord de Paris, ce qui est pour l'instant loin d'être acquis. Pour limiter la hausse globale des températures à 2°C, il faut des efforts plus importants : l'AIE a calculé que les émissions de GES devaient être ramenées à 19 GtCO₂-éq en 2040. On le voit, la marche est très haute et les efforts que nous devons collectivement fournir pour satisfaire nos objectifs climatiques sont considérables. À cet égard, la feuille de route de Total est claire et contribuera au respect par les États de l'Accord de Paris.

La stratégie de réduction des émissions de GES que préconise l'AIE – et à laquelle nous souscrivons – s'articule autour des trois piliers que sont la baisse significative de l'intensité énergétique du PIB (accélération des gains d'efficacité), la pénétration accrue des énergies renouvelables (solaire, éolien...) et l'optimisation du mix énergétique (substitution du gaz au charbon dans la génération élec-

trique⁽¹⁾, recours accru au CCUS...). L'objectif final étant d'aboutir à une réduction de l'intensité carbone de la production mondiale de biens et services.

Si les efforts doivent être poursuivis en matière de R&D pour continuer à innover et répondre à l'objectif d'efficacité (1^{er} pilier), l'électrification progressive du mix énergétique – tendance séculaire qui, selon tous les pronostics, devrait encore s'accélérer⁽²⁾ – a été une condition nécessaire au déploiement des énergies renouvelables (2^{ème} pilier). La baisse des coûts unitaires de production (modules PV, notamment) a ensuite permis leur essor au cours des 10-15 dernières années, si bien que celles-ci sont désormais compétitives, hors subventionnement public, dans certaines régions du monde⁽³⁾. L'intervention publique n'en demeure pas moins souhaitable pour permettre d'évincer totalement le charbon de la génération électrique. Les prix relatifs entre modes de génération et leurs émissions de GES associées plaident notamment pour l'introduction, à l'échelle mondiale, d'un prix du carbone de l'ordre de 30 \$/t. En outre, un tel niveau de prix accélérerait la substitution, dans la génération électrique, du charbon par le gaz (3^{ème} pilier), et ce d'autant plus que la demande de capacités complémentaires flexibles et faiblement émettrices croîtra avec l'expansion des renouvelables. À cet égard, le gaz naturel – *a fortiori* équipé de CCUS⁽⁴⁾ – paraît davantage un complément aux énergies renouvelables, intermittentes par nature, qu'un réel concurrent.

Quid de TOTAL dans cette transition énergétique ?

Total prend des mesures au sein de l'ensemble de la chaîne de valeur de ses produits énergétiques pour réduire son impact sur le climat et promouvoir une utilisation responsable de l'énergie. Nous cherchons à réduire les émissions sur nos sites industriels et à réduire progressivement l'intensité carbone des produits énergétiques que nous mettons à la disposition de nos clients.

Pour cela, la stratégie de Total s'articule autour de cinq leviers :

- L'amélioration de l'efficacité de nos opérations : nous réduisons progressivement les émissions de GES dans notre périmètre d'exploitation en baissant les volumes de gaz torchés et en améliorant l'efficacité énergétique de nos installations. Depuis 2010, nous avons ainsi réduit nos émissions de GES de 25 % et nous visons une amélioration de notre efficacité énergétique de 1 % par

(1) À teneur équivalente en énergie, le gaz émet moitié moins de CO₂ que le charbon dans la production d'électricité. Remplacer le charbon par le gaz dans la génération électrique mondiale réduirait les émissions de CO₂ de 5 Gt CO₂éq par an (~ 10 %).

(2) Dans le scénario NPS de l'AIE, la part des renouvelables (y compris l'hydroélectricité) dans la génération électrique mondiale s'élèverait à 41 % en 2040 (25 % en 2017), 66 % dans son principal scénario compatible avec l'objectif 2°C (Sustainable Development Scenario – SDS).

(3) Certes parmi les plus favorisées (fort ensoleillement...).

(4) Selon l'AIE, 6 Gt de CO₂ doivent être capturées et stockées d'ici à 2040.

an. Nous avons annoncé, début 2019, que nous voulions abaisser nos propres émissions de gaz à effet de serre de nos opérations oli&gas en dessous de 40 Mt/an, et ce quelle que soit la croissance de nos productions d'hydrocarbures.

Au-delà de nos installations, nous aidons aussi nos clients à améliorer leur efficacité énergétique, grâce aux services de notre filiale GreenFlex, spécialisée dans ce domaine.

- L'expansion sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz : en tant que combustible fossile émettant le moins de GES lors de la génération d'électricité, le gaz naturel est la pierre angulaire de la stratégie de Total pour lutter contre le changement climatique. Actif sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz, Total est devenu en 2018 le deuxième acteur mondial du GNL, avec 10 % de parts de marché mondial et s'attend à ce que le gaz naturel représente jusqu'à 60 % de son mix d'hydrocarbures d'ici à vingt ans.
- Une croissance intégrée dans l'électricité bas carbone : le Groupe a pris des positions importantes dans la production et la vente d'électricité (filiales Total Solar, Total Eren et Quadran), ainsi que dans la production et la vente de panneaux solaires (SunPower) et de batteries (Saft). Avec une ambition claire, que les métiers bas carbone représentent 20 % du portefeuille du Groupe dans vingt ans. Pour ce faire, nous investissons de l'ordre de 1,5 à 2,0 G\$ par an dans ce secteur d'activité, ce qui nous place comme leader parmi les Majors pétrolières et gazières.
- La promotion des biocarburants : Total est aujourd'hui l'un des acteurs majeurs en Europe avec 2,4 Mt de biocarburants durables incorporés en 2018, pour un volume mondial distribué de 3,2 Mt. Avec le démarrage de l'usine de La Mède, prévu en 2019 et dont la capacité annuelle est de 0,5 Mt d'huile végétale hydrotraitée (HVO), sur la base de charges certifiées durables, le Groupe entend prendre une part de marché de plus de 10 % en Europe dans la production d'HVO. Depuis plus de dix ans, les équipes R&D de TOTAL développent des technologies permettant d'élargir la palette des ressources utilisables, tout en veillant à préserver leur durabilité. Le consortium BioTFuel travaille, par exemple, à la valorisation de la lignocellulose (déchets végétaux).
- Le développement du stockage du carbone : la séquestration du carbone est un élément clé pour atteindre la neutralité carbone dans la deuxième partie du XXI^e siècle. Total axe ses activités, d'une part, sur le développement du CCUS et, d'autre part, sur la préservation et la restauration de la capacité des écosystèmes

dans leur rôle de puits de carbone. Le CCUS est primordial pour de nombreuses industries, en particulier pour celles qui génèrent des émissions massives de CO₂ de par la nature même de leurs activités (ciment, acier, etc.). Total mobilise d'importantes ressources dans ce domaine, y consacrant jusqu'à 10 % de son budget R&D et en participant à des projets de développement (en particulier, Northern Lights en Norvège et Clean Gas Project en Angleterre). Total a, d'autre part, lancé cette année une entité dédiée aux solutions de captage fondées sur la nature, composée d'experts en environnement et en agronomie, avec un budget d'investissement de 100 millions de dollars par an à partir de 2020.

Dans le secteur des transports, Total prépare également un ensemble de solutions énergétiques adaptées aux défis climatiques et environnementaux. Cela inclut la promotion du gaz naturel et l'amélioration des performances des véhicules lourds (camions), le développement du soutage de gaz naturel liquéfié dans la navigation maritime, le développement du biojet fuel dans le transport aérien, l'amélioration des moteurs thermiques et le déploiement de véhicules électriques.

Enfin, l'hydrogène peut être utilisé pour stocker de l'énergie, ou en produire sans émissions de CO₂ lorsqu'il est utilisé comme carburant. Total est l'une des 13 entreprises leaders des secteurs de l'énergie, des transports et de la fabrication qui forment le Conseil de l'hydrogène, dont l'objectif est de placer l'hydrogène à la pointe du mix énergétique à long terme. Nous poursuivons ainsi le déploiement de postes de ravitaillement en hydrogène par le biais d'une coentreprise, H2 Mobility Germany, créée en 2015 avec des partenaires tels qu'Air Liquide, Daimler, Linde, OMV et Shell. Le consortium envisage de construire en Allemagne un réseau de 400 stations-service de distribution d'hydrogène.

L'avenir est celui d'une énergie abordable, propre et accessible à tous. Total l'a bien compris et met tout en œuvre pour innover, développer et offrir de nouvelles solutions à ses clients. Nos initiatives et engagements pris individuellement, ou en concertation avec nos partenaires, nous placent comme chef de file parmi les entreprises pétrolières et gazières « les mieux préparées à la transition bas carbone », d'après l'étude de l'organisme CDP de novembre 2018. Total est en fait aujourd'hui bien plus qu'une simple société pétrolière ; elle s'est transformée en une véritable entreprise énergétique, proactive dans la lutte contre le dérèglement climatique. Devenir La Major de l'Énergie responsable, voilà notre ambition.

Future of Oil in a Low-Carbon World

By T. J. WOJNAR Jr

Vice-President, Corporate Strategic Planning, Exxon Mobil Corporation

Our world faces a dual challenge: meeting growing demand for energy while reducing environmental impacts, including the risks of climate change. This is a global issue that requires the collaboration of governments, industries, consumers and other stakeholders.

From reducing the environmental impact of our operations, to developing advanced products that help our customers reduce their emissions, ExxonMobil is committed to doing our part. We are investing in next-generation technologies such as carbon capture and storage and advanced biofuels from algae. We have been vocal in our support for the Paris Agreement, an important framework for addressing the risks of climate change.

Each year we produce an *Outlook for Energy*, our view of energy demand and supply through 2040. We use the *Outlook* to help inform our long-term business strategies and investment plans. The below highlights some of the key takeaways from our most recent *Outlook*, and the actions we are taking as the world shifts toward a lower-carbon energy system.

There is always much conversation and speculation about the future of oil – from discussions about peak oil decades ago, to the historic rise in unconventional production today and those who believe oil has a significantly diminished role in a future powered by wind and solar energy.

To understand this complex and multi-faceted topic, ExxonMobil first looks at the fundamental role energy plays in supporting modern life. Energy powers economies and fuels prosperity. Today, access to energy is critical to supporting rising living standards around the world.

By 2040, the world's population is expected to reach 9.2 billion people, up about 20 percent from today. Over that same period, global GDP is likely to double and per capita GDP is projected to rise significantly. Despite gains in efficiency, global energy needs will likely rise at a pace similar to population growth over the period to 2040.

The world will need to pursue all economic energy sources to keep up with this considerable demand growth. From the oil and natural gas in America's shale regions, to the deepwater fields off Brazil; from new nuclear reactors in China, to wind turbines and solar arrays in nations around the world. Society's gradual shift to lower-emissions energy sources is expected to drive substantial increases in renewables such as wind and solar. By 2040, nuclear and all renewables will be approaching 25 percent of global energy supplies.

Oil critical to personal mobility, commercial transportation and chemicals

However, oil and natural gas will continue to supply about 55 percent of the world's energy needs through 2040. Oil

continues to provide the largest share of the energy mix essential to three key areas – personal mobility, commercial transportation and chemicals.

First, personal mobility. As incomes rise, the billions of individuals joining the global middle class will want more personal mobility, so demand for cars and motorcycles will increase. As personal mobility increases, average new-car fuel efficiency (including SUVs and light trucks) will improve as well, reducing by more than 3 liters per 100 kilometers by 2040.

Recently, some car manufacturers and governments have announced plans to limit emissions of light duty vehicles either by setting targets for future electric vehicle sales, including hybrids, plug-in hybrids and battery electric vehicles, or targeting a phase out of gasoline and diesel new car sales. More electric cars and efficiency improvements in conventional cars will likely lead to a peak in liquid fuels demand for the light-duty vehicle fleet before 2030.

Growth in economic activity and personal income drives increasing trade of goods and services. This in turn leads to higher energy demand in the commercial transportation sector to move raw materials, component parts and finished goods across cities and continents. Heavy-duty vehicles (e.g., long-haul trucks, buses) is the sector with the largest volume growth, but aviation grows the largest by percentage. Marine and rail demand are projected to grow, too.

Efficiency gains resulting from improvements in fuels, engine design, aerodynamics, body design and logistics across commercial modes of transport lead to significant

reductions in the rate of energy demand growth. Electrification in most commercial transportation grows slowly due to upfront costs, range limitations, payload requirements and infrastructure development. Advance in other alternative fuels (e.g., biofuels, natural gas, hydrogen) make inroads approaching 2040, but challenges such as infrastructure build-outs and energy density limit penetration.

Consumer demand for plastics, fertilizer and other chemical products increases with rising incomes. Manufacturers see plastics as light-weight, durable materials that can improve the performance of their products, from auto parts to medical devices. Consumer demand outpaces GDP growth for olefins and aromatics which are basic building blocks for plastics, adhesives and other consumer products. The chemical sector uses energy both as a fuel, representing one third of this segment's demand, but mainly as a feedstock, representing two thirds of this segment's demand; chemical energy demand grows to around 1.5 billion tonnes oil equivalent to 2040.

Sensitivity Testing

Government policy and the pace of market penetration for various technologies could have a significant impact on energy demand. We use sensitivity analyses to provide greater perspective on how changes to our own base *Outlook* assumptions could affect the energy landscape.

For example, we looked at the possible impact of 100 percent EV penetration in light-duty vehicles, along with an associated possible impact on electricity generation requirements. The sensitivity assumed the global light-duty vehicle fleet is 100 percent electric by 2040, requiring all new light-duty vehicle sales to be electric starting in 2025.

In this sensitivity, total liquids demand in 2040 could be similar to levels seen in 2013 as growth in chemicals and commercial transportation would mostly offset a decline in light-duty vehicle demand. Additionally, electricity needed to power a 100 percent all-electric light-duty fleet could increase total electricity demand by about 15 percent in 2040 relative to the base *Outlook*.

Continued investment in liquid supply is needed to mitigate decline and meet growing demand

The oil industry is a depletion business. That means continued investment to develop new liquid fuel supplies is needed to offset natural production decline and meet growing demand. Without investments, we estimate the supply of existing oil naturally declines at a rate of approximately 7 percent per year.

When combined with an expected average annual demand growth rate of approximately 1 percent, the amount of new supply needed every year approaches 7 to 8 percent of the prior year, underscoring the tremendous amount of investment required over the coming decades.

To meet projected demand and offset the impact of natural field decline over the period to 2040, the estimated amount of new oil and natural gas supply is 78 bil-

lion tonnes and 59 trillion cubic meter, respectively. This equates to about 16 times the level of oil and natural gas supplies in the year 2016 and highlights the magnitude of the supply challenge facing the industry.

The climate challenge: pursuing a 2°C pathway

Addressing the risks of climate change implies a variety of potential future pathways that could affect supply and use of energy across society. Advancing the application of cost-effective technology solutions will likely be critical to pursue a 2°C pathway, while helping keep energy reliable and affordable.

According to the International Energy Agency (IEA), setting upon a “well below 2°C” pathway in concert with the Paris Agreement implies “comprehensive, systematic, immediate and ubiquitous implementation of strict energy and material efficiency measures⁽¹⁾. Given a wide range of uncertainties, no single pathway can be reasonably predicted. As a result, many governments, universities and non-governmental organizations are seeking to analyze potential 2°C scenarios or pathways. Such studies may be useful in helping identify options to address climate risks and ensure energy remains reliable and affordable.

A key consideration relates to advances in technology that may influence the cost and potential availability of certain pathways toward a 2°C scenario. Many potential pathways are designed to utilize a full range of technology options, which may have significant benefits for society by minimizing related costs of a dramatic transition process.

Considerable work has been done in the scientific community to explore energy transformation pathways. A comprehensive multi-model study coordinated by the Energy Modeling Forum at Stanford University (EMF 27) brought together many energy-economic models to assess technology and policy pathways associated with various climate stabilization targets (e.g., 450, 550 ppm CO₂ equivalent or CO₂e), partially in support of the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). The review of the assessed 2°C scenarios relative to ExxonMobil's *Outlook* suggests several key takeaways:

The assessed 2°C scenarios generally include significant reductions in coal and growing utilization of carbon capture and storage (CCS) technologies for coal, natural gas and bioenergy. The cost-effective availability and deployment of many different technologies is likely to be critical to ensure reliable, affordable energy while also moving toward a 2°C pathway.

All energy sources remain important across all the assessed 2°C scenarios, though the mix of energy and technology shifts over time. Regardless of any likely demand scenario, market fundamentals are expected to underpin the need for significant, continued investments in new supplies of oil and natural gas.

(1) IEA, “Perspectives for the Energy Transition”, p. 57.

Transformation of the world's energy system as envisioned by a 2°C scenario is unprecedented. Therefore, it is understandable that governments, businesses and individuals will exercise care in weighing its potential implications. A key consideration is the significant value for society in providing a full suite of options to ensure that billions of people have access to reliable, affordable and practical energy systems.

Practical solutions to the world's energy and climate challenges will benefit from market competition as well as well-informed, well-designed and transparent policy approaches that deliberately weigh costs and benefits. Such policies are likely to help manage the risks of climate change while also enabling societies to pursue other high priority goals around the world – including clean air and water, access to reliable, affordable energy, and economic progress for all people.

The dual challenge

ExxonMobil is working across its businesses to find effective solutions that meet the needs of society. Since 2000, we have invested more than \$9 billion in these and other energy efficiency and low-emission technologies.

In the near-term, we are expanding the supply of cleaner-burning natural gas; transitioning the company's refining facilities to producing higher-value distillates, lubricants and chemical feedstocks; mitigating emissions from our facilities through energy efficiency, cogeneration and reduced flaring, venting, and fugitive emissions, and supplying products that help others reduce their emissions, such as premium lubricants and fuels, lightweight materials and special tire liners. We support Fuels Europe's

Vision 2050 as a potential pathway for how the refining industry may evolve in the future.

For the longer term, more technological solutions are needed. The global energy system is massive. The world needs solutions that can scale. ExxonMobil has been a leader in researching and developing potential game-changing energy technology.

That includes researching breakthroughs that make carbon capture and sequestration technology more economic for power generation, industrial applications and possible hydrogen production. We are also developing technologies to reduce energy requirements of refining and chemical manufacturing facilities, and progressing advanced biofuels for commercial transportation and petrochemicals.

In summary, providing reliable, affordable energy to support prosperity and enhance living standards is coupled with the need to do so in ways that reduce impacts on the environment, including the risk of climate change. This is a dual challenge ExxonMobil takes seriously.

This article includes forward-looking statements. Actual future conditions and results (including energy demand, energy supply, the relative mix of energy across sources, economic sectors and geographic regions, imports and exports of energy) could differ materially due to changes in economic conditions, technology, the development of new supply sources, political events, demographic changes, and other factors discussed here and under the heading "Factors Affecting Future Results" in the Investors section of ExxonMobil's website at: www.exxonmobil.com.

Les déterminants de l'évolution de la production d'énergie dans une perspective de soutenabilité

Par Marc JEDLICZKA

Hespul et négaWatt

et Yves MARIAGNAC

WISE-Paris et négaWatt

Entre inerties constatées et ruptures espérées, il serait présomptueux de prédire l'évolution du système énergétique à un horizon relativement lointain comme 2050. Il semble en revanche de plus en plus évident, entre impératif croissant des contraintes de long terme et progrès constants des solutions pour y répondre, de décrire vers quoi il devrait raisonnablement tendre pour devenir effectivement soutenable.

Le contexte

Il n'est plus possible de réfléchir à l'équilibre futur entre l'offre et la demande d'énergie sans replacer cette question dans le contexte de la crise majeure et globale à laquelle l'humanité est aujourd'hui confrontée sous l'effet de ses propres choix de développement.

Rétrospectivement, la crise pétrolière de 1973, première alerte sur notre addiction à l'énergie facile et sur les limites d'un « modèle » reposant sur une prédation sans limite des ressources naturelles et sur le mythe d'une énergie infinie dans un monde fini, n'a pas fondamentalement modifié ces choix. Quelques décennies plus tard, l'effet boomerang de cet aveuglement confortable conduit à un constat accablant : sans renoncer aux enjeux de l'approvisionnement énergétique d'une population humaine toujours plus nombreuse et de l'amélioration globale de ses conditions de vie, il est impératif de transformer le modèle qui prétend y répondre aujourd'hui. Les dégâts qu'il produit sont de plus en plus visibles et menaçants, d'abord du point de vue environnemental avec, en premier lieu, le changement climatique et l'effondrement de la biodiversité, mais également avec l'épuisement des ressources et la multiplication des risques technologiques et des pollutions. Ils le sont tout autant sur le plan humain, entre creusement des inégalités, déplacements de populations et augmentation des tensions et des conflits.

Cette tendance lourde atteint aujourd'hui un point critique : rien n'assure en effet que le monde évolue vers une résolution pacifique et maîtrisée de cette crise et, si des signaux positifs existent, les résistances au changement sont également très fortes. Dans ce contexte, le premier rôle des experts est d'éclairer les conditions dans lesquelles des solutions répondant aux enjeux de long

terme tout en étant acceptables à court terme peuvent être identifiées et mises en œuvre.

Il convient pour cela de se projeter dans un monde qui a effectivement pris cette orientation en s'inscrivant dans un objectif de neutralité climatique à l'horizon 2050 – ou, plus précisément, de bilan zéro émissions nettes pour tous les gaz à effet de serre (et pas seulement le CO₂) – tout en cherchant à limiter les émissions cumulées sur cette période par la mise en œuvre, le plus tôt possible, de solutions appropriées.

Cette option est nécessaire pour contenir les effets du réchauffement climatique à un niveau considéré comme supportable, c'est-à-dire se plaçant dans la perspective d'une trajectoire de + 1,5°C en 2100. Mais pour être acceptable, ce monde « bas carbone » doit être également économe en ressources non renouvelables, plus juste socialement, au sein de chaque pays comme au niveau mondial, et s'inscrire globalement dans l'ensemble des objectifs de soutenabilité tels qu'explicités par les 17 objectifs du développement durable (ODD) des Nations Unies⁽¹⁾.

Ainsi, l'avenir qu'il nous faut tracer ne se réduit pas au critère des émissions carbonées, aussi vital et prégnant soit-il : ce qui est en jeu, c'est une transformation intégrée non seulement du système énergétique, mais aussi de l'ensemble de nos modes d'organisation, de production et de consommation. À cet égard, la question de l'interaction énergie-biomasse, notamment autour des concurrences d'affectation des productions agricoles et sylvicoles et des usages des sols, donne un exemple parlant de l'approche systémique qui doit présider aux choix.

(1) <https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/objectifs-de-developpement-durable/>

Plaidoyer pour un nouvel ordre de mérite

L'une des causes de l'incapacité de notre modèle énergétique à apporter une réponse systémique à la crise réside dans l'application mécanique d'un ordre de mérite fondé sur des critères tels que la rentabilité à court terme pour les investisseurs ou, plus encore, le coût marginal qui, en plus d'entretenir la confusion entre les notions de coût et de prix, ne prend pas, par construction, en compte l'essentiel des impacts de différentes natures et de différentes temporalités de la production, de l'acheminement et de la consommation des différentes ressources énergétiques qui nous alimentent.

Ce constat impose de réfléchir à la définition d'un nouvel ordre de mérite capable d'intégrer dans sa structure même l'ensemble de ces impacts, de donner la priorité aux solutions s'inscrivant dans la logique de long terme consubstantielle au concept de développement durable et de privilégier celles qui relèvent de choix « sans regret ».

L'approche méthodologique développée dans le cadre des travaux de scénarisation de l'Association négaWatt⁽²⁾

(2) <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050>

en propose une première étape. Son triptyque d'action sur la demande – sobriété dans les usages et efficacité sur l'ensemble de la chaîne énergétique – puis sur l'offre – priorité aux énergies de flux (renouvelables) sur les énergies de stock (fossiles et nucléaire) – constitue un *ordre de préséance*. Dans une vision reposant sur la raison d'être du système énergétique que sont les services qu'il rend, l'optimisation des usages précède logiquement celle des chaînes de transformation de l'énergie nécessaire à la fourniture de ces services à partir des ressources, optimisation qui elle-même précède les arbitrages sur la mobilisation des ressources. Cette logique qui ne préjuge pas du niveau d'action sur chacun de ces leviers est d'ailleurs inscrite depuis 2015, par le biais de l'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique, dans le Code de l'énergie.

Pour définir des priorités de mise en œuvre au-delà de cet ordre logique et évaluer de manière aussi complète que possible la pertinence des différentes options, il est nécessaire d'intégrer trois autres dimensions :

- la soutenabilité (au sens du terme anglo-saxon *sustainability*, lequel est moins ambigu et plus large que celui de durabilité) ;
- l'extensibilité (*scalability*, en anglais), au sens de la capacité à être déployée à grande échelle, voire généralisée.

Objectifs du développement durable des Nations-Unies	Social				Social 2			Environmental				Economique				Score cumulé													
	1	2	3	4	5	10	16	17	6	12	14	15	7	8	9	11	13												
	Eradication de la pauvreté	Lutte contre la faim	Accès à la santé et bien-être	Accès à une éducation de qualité	Égalité entre les sexes	Réduction des inégalités	Pais, justice et institutions efficaces	Partenariats pour la réalisation des objectifs	Accès à l'eau salubre et à l'assainissement	Consommation et production responsables	Vie aquatique	Vie terrestre	Accès à une énergie propre à coût abordable	Accès à des emplois décentés et croissance	Infrastructure résiliente, industrialisation durable	Villes et communautés durables	Lutte contre le changement climatique	Maximum	Minimum										
Industrie	Accélération de l'amélioration de l'efficacité énergétique	+2		+2	+1		+1		+2	+2	-1	+1		+2	+1	+1	+2	n.d.	17	15,5	14								
	Substitution par des énergies bas carbone			+2	+1				+2	+2	-2	+2		+1	-1	+2	+2	+2	n.d.	18	15	12							
	Décarbonation/CSC/CUC			-1					+2	+1	-1	+2		-1		+2	-2	+2	+2	n.d.	9	6	3						
Bâtiments	Action comportementale	+2		+2				+2		+2	+2			+2	+2	+2	+2	n.d.	18	18	18								
	Accélération de l'amélioration de l'efficacité énergétique	+2	-1	+2	+2	+2	+1	+1	-1	+2	+2	+2	+1		+2	+2	+2	-1	+2	+2	n.d.	27	23	19					
	Accès à & substitution par des énergies bas carbone modernes	+2	0	-1	+2	+1	+1			+2	+2	+2	-1	+2	-1		+2	+2	+2	+3	n.d.	25	21,5	18					
Transports	Action comportementale	+2	-1	+2	+2	-1	+1	+1	+2	+1	-1	+2	+2	+2					+2	+2	-2	+2	-2	+2	n.d.	21	15	9	
	Accélération de l'amélioration de l'efficacité énergétique	+2	-1		+2				+2	+2	+2	+2	+2						+2	+2	-2	+2	-2	+2	n.d.	20	14,5	9	
	Accès à & substitution par des énergies bas carbone modernes	+2	-1	0	+2				+2	+1	-1	+2	+2	-1	+2				+2	+2	-2	+2	+2	+2	n.d.	21	15	9	
Remplacement du charbon	Énergies renouvelables hors biomasse	+2		+2	+1	+1	+1	+1	+2	+2	0	+2	-2	+2	+2	-1	-1	+3	0	0	-1	+2		n.d.	21	16	11		
	Utilisation accrue de la biomasse	+2	-2	+2	-2	+2							+1	-2	+2			+1	-2	+3	+1	+1		n.d.	15	8	1		
	Nucléaire / nucléaire avancé			-1						-1			+2	-1				-1	+1	+1	-1			n.d.	0	-1,5	-3		
	CSC à base de bio-énergie	+2	-2	+1	-2	+2	-1						+1	-2	+1			+1	-2	+2	+1	+1		n.d.	12	4	-4		
Charbon avancé			-1									+1	-2					+2	-1	+1			n.d.	2	0,5	-1			
Agriculture & élevage	Régimes alimentaires durables et réduction des déchets alimentaires	0	-1	+2	+1				+1	-1	+1	-1	+2	-1	+2			+1	+1	+1	+1			n.d.	13	9	5		
	Restauration des terres et séquestration du carbone dans le sol	+2	+2	+2	-2	+2	-2	+2	0	+1	0	0	-1	+2	+1	-1	+1		+1	-1	+1	+2	-1	+2	-2	n.d.	21	9,5	-2
	Amélioration de la gestion du bétail et du fumier	+2	+2	+2	-2			+2	0	+1	0	+1	+1	+2	+2	-1	+1		+1	+1	+1	+2			n.d.	20	15	10	
Forêt	Réduction de la déforestation, REDD+	+2	+1	-2		+1	+1	-1	+2	+2	+1	-1	+1	-1	+1			+1	+1	-1	+1	+1	-1		n.d.	16	9,5	3	
	Boisement et reboisement	+2	-2	+1	-1	+1	-1	+1	+1	+1	+2	+2	-1		+2	+2			+2	+2	+1	+2		+2	n.d.	18	14	10	
	Approvisionnement responsable						0	0	+1	+1	+2	-1	+1					+1	-1	+1	+2	+2	+2		n.d.	13	10,5	8	
Océans	Alcalinisation des océans		+1	-1														+1	-2					n.d.	2	-0,5	-3		
	Carbone bleu (capture de carbone par les océans)	+3	+3										+2					+2	0	+3				n.d.	13	12	11		
	Amélioration des conditions météorologiques																	+2	-1	-1				n.d.	1	-0,5	-2		

Source : Association négaWatt, d'après GIEC, 2018.

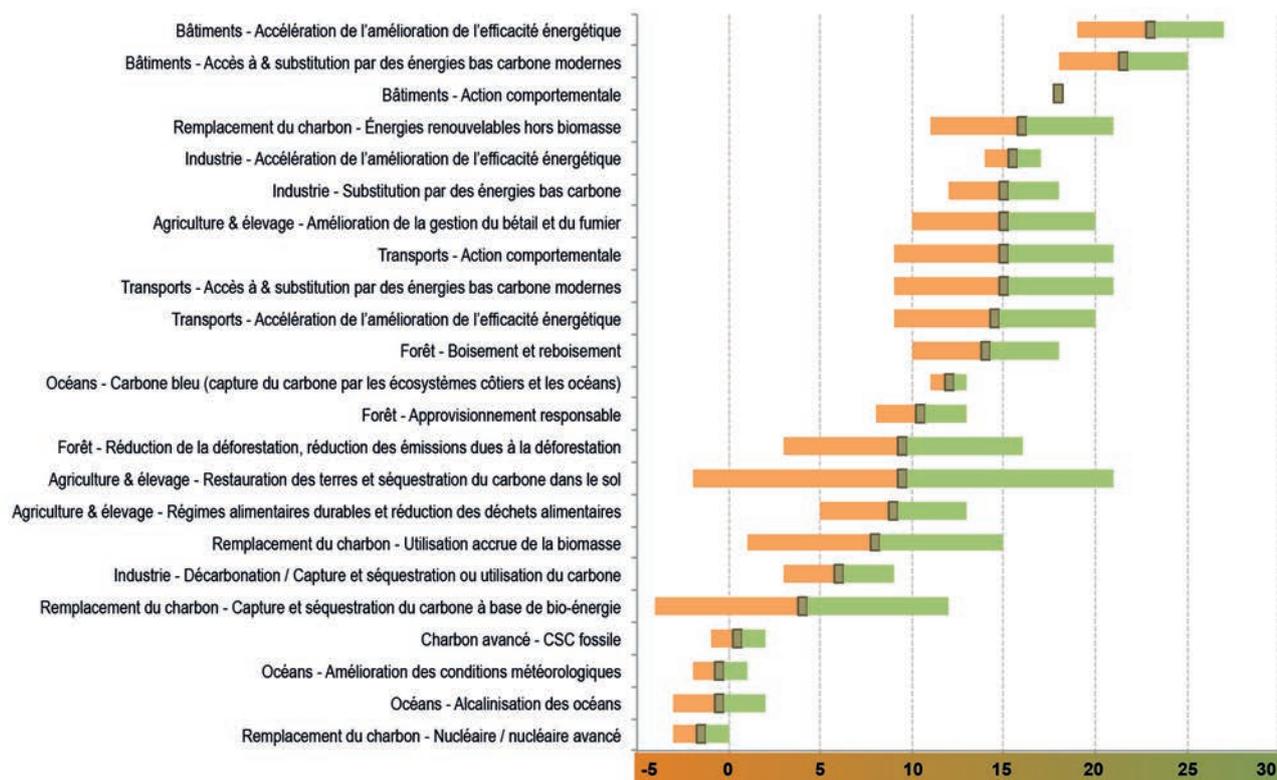


Figure 1 – Source : Association négaWatt, d'après GIEC, 2018.

- l'accessibilité économique (*affordability*, en anglais), du point de vue non seulement des acteurs concernés, mais aussi de la société dans son ensemble ;

Le critère de soutenabilité

Sur ce point, c'est le GIEC lui-même qui offre une solide base de réflexion dans son rapport spécial d'octobre 2018 sur la limitation du réchauffement à 1,5°C⁽³⁾. Celui-ci présente, à l'appui d'une analyse des trajectoires de réduction des émissions compatibles avec cet objectif, une évaluation croisée des impacts positifs ou négatifs de 23 actions de toute nature de réduction des émissions de gaz à effet de serre au regard des 16 autres ODD. Pour chaque interaction identifiée et renseignée par la littérature scientifique, le GIEC fournit un score, avec, si nécessaire, une fourchette reflétant des impacts potentiellement différents selon les conditions de mise en œuvre ou le contexte, par exemple selon qu'il s'agit de pays riches ou de pays pauvres.

Les résultats, compilés par négaWatt et complétés par un calcul du score cumulé de chaque option pour chacun des 16 ODD et de la fourchette associée, sont rassemblés dans le tableau de la page précédente.

Ces résultats doivent être interprétés prudemment. D'une part, le GIEC assortit ces scores d'indications sur le degré plus ou moins grand de confiance ou de consensus qu'apporte la littérature scientifique sur chacun des croi-

sements, sans compter l'absence de corpus scientifique pour évaluer certaines interactions pourtant bien réelles. D'autre part, le cumul sans pondération des scores obtenus sur les différents objectifs gomme toute notion de hiérarchisation de leur importance.

Tout en appelant au renforcement et à l'approfondissement de cette démarche, les résultats démontrent l'intérêt de celle-ci pour identifier le caractère plus ou moins soutenable des différentes options. Comme l'indique la Figure 1 ci-dessus, les options se différencient selon deux critères.

Le premier est leur score médian. Ainsi, les actions les plus bénéfiques concernent de manière générale l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'accès à des sources d'énergie non carbonées et les changements de comportements dans le bâtiment, l'industrie et les transports. Les changements de comportements alimentaires et ceux des pratiques agricoles et forestières sont également identifiés comme bénéfiques. À l'inverse, les solutions purement technologiques, comme la capture-séquestration de carbone fossile, le nucléaire (existant ou « avancé ») ou encore la géo-ingénierie océanique, ont des scores très bas, voire négatifs, ce qui, même avec les réserves d'usage évoquées plus haut, tend à les disqualifier en tant que « solutions soutenables ».

Le second est la sensibilité de l'impact des différentes options à leurs conditions de mise en œuvre qui appelle, dans certains cas, à une très grande attention, notamment autour des questions du recours à la biomasse et de l'usage des sols.

(3) https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf

Le critère de « scalabilité »

Anglicisme difficile à traduire, la scalabilité mesure le rythme et l'ampleur possible du déploiement des différentes options en fonction des déterminants plus ou moins nombreux et complexes de sa mise en œuvre effective. Ces questions recouvrent autant le niveau de développement technique et industriel que la disponibilité à court et à long terme des ressources matérielles et humaines, l'échelle envisageable pour leur mobilisation ou encore les limites liées à leur impact environnemental et à leur acceptabilité sociale, sans oublier bien entendu les aspects économiques et financiers.

Sur le premier point, les échelles complémentaires de maturité technologique TRL (*Technology Readiness Level*) et de maturité industrielle MRL (*Manufacturing Readiness Level*), couramment utilisées dans les mondes de la R&D et de l'industrie, fournissent, avec respectivement leurs 9 et 10 niveaux d'évaluation, une base méthodologique reconnue d'évaluation de la capacité d'une solution à être déployée à un horizon de temps donné. Dans la perspective d'une orientation soutenable, il est pertinent de compléter ces échelles par d'autres critères. Comme indiqué dans la Figure 2 ci-après, l'Association négaWatt a ainsi étendu le modèle développé par les Danois d'Innovationsfonden sous le nom de SRL (*Societal Readiness Level*)⁽⁴⁾ aux questions environnementale (ESRL), en ne retenant dans son scénario que des technologies d'un niveau supérieur à 7.

(4) https://innovationsfonden.dk/sites/default/files/2018-08/societal_readiness_levels_-_srl.pdf

Le critère d'accessibilité économique

Pour ce qui est des aspects économiques et financiers, l'enjeu ne doit pas être, conformément aux principes de soutenabilité énoncés plus haut, de donner la priorité aux actions les moins chères à court terme pour les acteurs économiques, mais à celles qui sont les moins chères à long terme pour la collectivité. Il faut alors améliorer l'accessibilité économique des options qui répondent à ce critère en renforçant la capacité et le consentement à payer des acteurs *via* les différents mécanismes de régulation disponibles que sont la réglementation, la tarification, les subventions ou la taxation. Comme la crise des Gilets Jaunes l'a brutalement rappelé, justifier cette régulation en la replaçant dans une vision de long terme et en compenser les effets négatifs immédiats sur les populations les plus fragiles sont des impératifs pour rendre la transition à la fois équitable et acceptable.

L'incontournable adéquation usages-vecteur-ressources

L'ordre de mérite défini par la combinaison sobriété – efficacité – énergies renouvelables – soutenabilité – scalabilité – accessibilité économique offre une bonne base de référence méthodologique pour le choix des solutions les plus appropriées, mais il serait incomplet s'il ne prenait pas en compte, au-delà des qualités intrinsèques de chacune des options, leur capacité à s'intégrer dans une trajectoire globale optimisée qui impose, pour être réellement pertinente, de s'assurer de la cohérence systémique de l'ensemble. Par exemple, le foisonnement actuel des travaux relatifs aux technologies émergentes telles que la gestion de la demande, les services-système évolués,

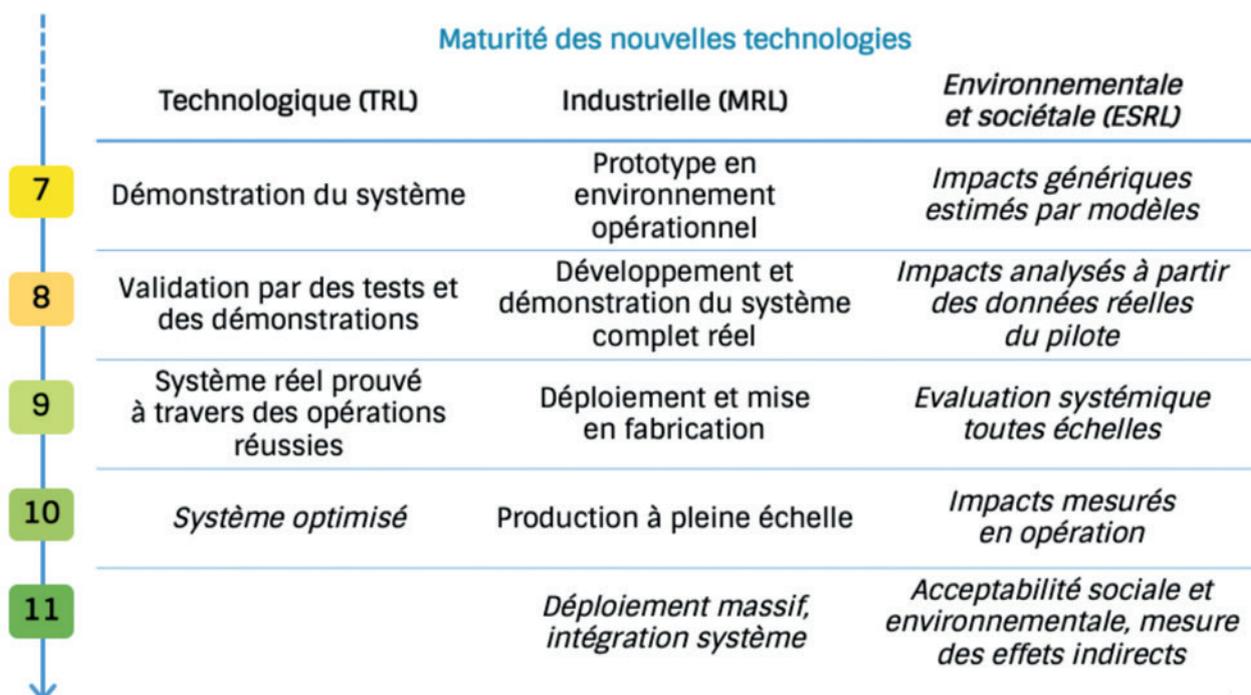


Figure 2 – Source : Association négaWatt, 2017.

l'inertie synthétique ou le *power-to-gas* et leurs résultats positifs confirment que le caractère non pilotables de certaines productions ne sont pas un obstacle à l'avènement d'un système électrique « tout renouvelable ».

De même, la question du choix des vecteurs énergétiques qui font le lien entre les ressources primaires et les usages finaux s'avère particulièrement cruciale pour atteindre l'ensemble des objectifs. Trop souvent abordé dans une logique de concurrence issue de l'organisation historiquement verticale de notre système énergétique, il devrait au contraire partir du postulat que la complémentarité entre les vecteurs est l'une des clés de voûte de l'optimisation systémique qu'exige la soutenabilité.

Dans cette optique, l'électrification des usages à laquelle certains poussent avec vigueur trouve toute sa pertinence dans certains cas, comme le chauffage des bâtiments bien isolés par des pompes à chaleur à haute performance. Toutefois, généralisée sans discernement, elle se heurterait à moyen terme à des limites physiques, économiques et géopolitiques liées au fonctionnement du réseau et à ses besoins de renforcement ainsi qu'à la disponibilité de matières critiques pour les batteries (lithium, cobalt...), voire pour les appareils et véhicules électriques eux-mêmes (cuivre, terres rares...).

Ainsi, appliquée aux transports, qui dépendent aujourd'hui à 95 % du pétrole, l'approche systémique esquissée dans cet article conclut que si le vecteur électrique est adapté aux petits trajets urbains effectués au moyen de véhicules légers optimisés, le gaz, dès lors qu'il est renouvelable, constitue, au vu de ses caractéristiques intrinsèques (densité massique, aptitude au stockage, flexibilité d'usage, existence d'infrastructures...), un excellent substitut aux carburants pétroliers pour le transport routier de marchandises et de voyageurs.

Pour autant, le recours incontournable à la biomasse pour la production de chaleur et de gaz renouvelable ne peut s'envisager que dans les limites fixées par les autres fonctions vitales qu'elle remplit, telles que l'alimentation humaine et animale ou la production de matériaux bio-sourcés, mais aussi le maintien de la fertilité des sols et de la biodiversité, toutes deux dangereusement mises à mal par les pratiques agricoles dominantes.

Quelle vision de long terme ?

L'application de cette approche systémique de l'ordre de mérite pointe clairement vers la priorité donnée à la mise

en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie qui conditionnent elles-mêmes la possibilité de répondre à l'ensemble des besoins par un développement à un niveau adéquat des différentes sources d'énergies renouvelables. Même si la vitesse de leur déploiement reste aujourd'hui largement insuffisante, ces solutions complémentaires démontrent d'ores et déjà des capacités de mise en œuvre très supérieures en termes de rythme et de coût à celles d'autres solutions éventuellement disponibles, comme la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, et *a fortiori* de solutions encore très incertaines comme les technologies de séquestration du carbone.

Des scénarios de plus en plus nombreux et d'origines variées attestent de la faisabilité de systèmes énergétiques « 100 % renouvelables » à l'échelle de territoires, de pays ou même de la planète tout entière. Ces scénarios retiennent parfois des options très différentes, et certains ne sont pas exempts de questionnements quant à leur degré de soutenabilité du fait d'une optimisation insuffisante du rôle des différents leviers (faiblesse des options de maîtrise de la consommation, absence d'articulation électricité-gaz-biomasse, etc.). Mais ils démontrent globalement que les énergies fossiles et le nucléaire n'ont, dans une perspective de soutenabilité, plus de raison de faire partie du paysage énergétique à l'horizon 2050.

Cette vision est techniquement et économiquement réaliste, mais elle ne pourra se concrétiser que si les décisions politiques s'inscrivent pleinement dans cette orientation. En regard de ces constats, les affirmations répétées sur la prétendue nécessité de s'appuyer encore sur les énergies fossiles et le nucléaire à cet horizon jouent un rôle délétère. Davantage liées à un attachement historique à ces filières et au refus de considérer pleinement le potentiel des nouvelles options qu'à une analyse objective des possibles et à une pleine reconnaissance des impératifs de long terme, elles témoignent de la résistance au changement tout autant qu'elles l'alimentent.

Autrement dit, s'il subsiste des sources non renouvelables dans le mix énergétique de 2050, c'est qu'on les aura gardées pour de mauvaises raisons, certainement pas pour répondre à la nécessité de contribuer à la neutralité carbone et à la soutenabilité qui doivent devenir les fondements de notre système énergétique.

S'affranchir des énergies fossiles dès 2060 grâce au nucléaire ⁽¹⁾

Par **Élisabeth HUFFER**
et **Hervé NIFENECKER**
Association « Sauvons le Climat »

Un développement rapide de la production d'énergie nucléaire pour atteindre 173 EJ/an ⁽²⁾ (4 152 Mtep, 47 921 TWh) en 2060, puis 605 EJ/an (14 520 Mtep, 167 585 TWh) en 2110, permettrait de limiter l'élévation de la température globale moyenne de surface (GMST ⁽³⁾) à 1,5 °C par rapport à sa valeur préindustrielle, tout en réduisant la quantité de CO₂ à stocker en passant des 800 Gt envisagées dans le scénario MESSAGE-Efficiency original à 275 Gt dans le scénario objet du présent article, et en doublant l'énergie primaire totale disponible entre 2015 et 2110.

Introduction

Pour limiter l'augmentation de la température globale moyenne de surface (GMST) à 1,5°C par rapport à la période préindustrielle, comme l'a recommandé le GIEC à la suite de la Conférence de Paris, la COP21, il faudrait que le budget carbone soit limité à 600 Gt de CO₂ (Figueres *et al.*, 2017 ⁽⁴⁾ ; IPCC COP19, 2013). Figueres *et al.* proposent un profil d'émissions qui atteindra son maximum en 2025, avec environ 43 Gt/an.

Afin de déterminer si un tel objectif est réaliste, nous prenons comme base le scénario MESSAGE-Efficiency du GEA (Global Energy Assessment, 2012) qui satisfait le RCP 2,6 ⁽⁵⁾ défini par le GIEC pour limiter l'élévation de la GMST à 2°C. La démarche du GEA et, d'une façon générale, celle du GIEC pour construire des scénarios énergétiques est décrite dans l'Encadré 1 de la page suivante.

Le scénario MESSAGE-Efficiency

Le scénario Efficiency est le plus sobre des trois scénarios MESSAGE ⁽⁶⁾ proposés par l'IIASA ⁽⁷⁾. Supposant la fin du nucléaire, il se conforme à la condition RCP2.6 au prix

d'un recours intensif au captage et stockage du carbone (CSC), qui atteindrait 15 GtCO₂ par an en 2110 (voir la Figure 1 de la page 105). La réussite de la technologie CSC est loin d'être assurée pour un stockage cumulé de 800 Gt à la fin du siècle, stockage qui s'avérerait insuffisant, puisque ce scénario conduirait tout de même à une augmentation de 1 100 GtCO₂ dans l'atmosphère en 2100, ne permettant pas de se conformer à la nouvelle recommandation du GIEC, faite en conclusion de la COP21, d'une augmentation de la GMST inférieure à 1,5°C (RCP1.9, environ). Il est à noter que si la technologie CSC ne se développait pas, l'augmentation de CO₂ dans l'atmosphère serait de 1 900 Gt, soit trois fois plus que le budget CO₂ autorisé.

Dans ce contexte, il s'avère qu'un développement rapide et substantiel de la production nucléaire serait efficace pour réduire l'usage des combustibles fossiles et les émissions de CO₂ associées. Celui que nous proposons ⁽⁸⁾ repose sur la satisfaction des conditions suivantes :

- des réserves suffisantes d'uranium naturel (ou de thorium) ;
- la disponibilité de réacteurs surgénérateurs industriels ;
- une quantité de matière fissile suffisante pour permettre l'entrée en fonctionnement des premiers réacteurs surgénérateurs.

Dans ce scénario, une première étape consiste à déployer des réacteurs à neutrons lents, REP ou CANDU ⁽⁹⁾, en attendant la disponibilité industrielle des surgénérateurs. Ce déploiement va permettre de produire le plutonium nécessaire au démarrage des surgénérateurs, supposés être,

(1) Le présent article reprend certains arguments développés, notamment par les coauteurs, dans l'article "Nuclear energy and bio energy carbon capture and storage, keys for obtaining 1.5°C mean surface temperature limit", *Int. J. Global Energy Issues*, vol. 40, n°3/4, 2017.

(2) 1 EJ = 277 TWh = 24 Mtep.

(3) Global Mean Surface Temperature.

(4) FIGUERES C. *et al.* (2017), "Three years to safeguard our climate", *Nature*, vol. 546, p. 593.

(5) RCP : Representative Concentration Pathway; RCP2.6 : forçage de 2,6 W/m².

(6) Les scénarios MESSAGE couvraient la période allant de 2005 à 2100. Dans cet article, nous avons modifié la période considérée, pour couvrir les années 2015 à 2110, du fait que l'évolution entre 2005 et 2015 a été faible.

(7) International Institute for Applied Systems Analysis.

(8) BERGER A. *et al.* (2017), *Int. J. Global Energy Issues*, vol. 40, n°1/2.

(9) Réacteurs refroidis à l'eau lourde, dont les premiers exemplaires ont été développés par le Canada (Canadian Deuterium Uranium).

Encadré 1 – La fabrique des scénarios du GIEC

Rappelons tout d'abord que le GIEC comporte trois groupes :

- Le GR I décrit les *éléments scientifiques* concernant l'évolution du climat ;
- Le GR II évalue les *impacts, adaptation, vulnérabilités* de cette évolution ;
- Le GR III étudie les stratégies permettant l'*atténuation du changement climatique*.

C'est donc au sein du GR III que sont sélectionnés les scénarios susceptibles de limiter le réchauffement climatique. Les auteurs de scénarios doivent se conformer aux contraintes imposées par le GIEC (par exemple, une limite du forçage radiatif de 2,6 W/m² comme le RCP2.6 pour l'AR5 (5th Assessment Report) pour l'élaboration des scénarios présentés lors de la COP21, ou la fixation à 1,5°C de la limite de l'augmentation de la température moyenne de surface, comme indiqué dans le dernier rapport spécial SR1.5 paru en 2018. Les auteurs de tels scénarios ont donc tout intérêt à signaler les références de leurs publications (dans des revues à comité de lecture) à l'Unité de support technique (TSU) du GR III. Ce dernier, pour procéder à la rédaction de ses rapports, fait une méta-analyse des publications dont il a connaissance. Une communauté des « scénaristes climatiques » s'est constituée sous la forme de l'IAMC⁽¹⁰⁾ (Integrated Assessment Modeling Consortium), fondé par trois institutions : Stanford Energy Modeling Forum (EMF), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA⁽¹¹⁾) et Japan's National Institute for Environmental Studies (NIES). L'IAMC organise régulièrement des conférences, qui permettent aux « scénaristes climatiques » de présenter leurs travaux oralement ou par le biais de posters.

L'IAMC s'est doté d'une gouvernance, dont l'instance principale est le SSC (Scientific Steering Committee), dont la composition est la suivante :

- Electric Power Research Institute (EPRI) (United States) ;
- International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (Austria) ;
- The Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) (Netherlands) ;
- Pacific Northwest National Laboratory's Joint Global Change Research (JGCR) (United States) ;
- Institute at the University of Maryland (PNNL/JGCRI) (United States) ;
- National Institute for Environmental Studies (NIES) (Japan) ;
- Stanford Energy Modeling Forum (EMF) (United States) ;
- Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK) (Germany).

On notera l'absence, non seulement de la France, mais aussi de la Chine, de l'Inde, de la Russie et du Royaume-Uni, soit tous des pays ayant un programme de construction de réacteurs en cours... En 2007, le GIEC a demandé à la communauté scientifique de mettre à jour les premiers scénarios énergétiques et climatiques mis au point en 2000, les scénarios SRES⁽¹²⁾ (Special Report on Emissions Scenarios). L'IAMC fut créé à cette occasion et les nouveaux scénarios étaient spécifiés par leur RCP. Quatre catégories de scénarios furent ainsi prises en charge par quatre maîtres d'œuvre :

Scénario	RCP	Maître d'œuvre	Contact
IMAGE	2,6	PBL	Detlef van Vuuren
MiniCAM	4,5	PNNL	Katherine Calvin
AIM	6,0	NIES	Toshihiko Masui
MESSAGE	8,5	IIASA	Keywan Riahi

En 2012, à l'instigation de l'IIASA, et sous sa coordination, fut lancé le "Global Energy Assessment" (GEA) qui a pour ambition de faciliter l'accès de tous à l'énergie d'une façon équitable et durable. Les résultats de cette recherche sont disponibles en accès libre, sous forme de fichiers Excel, sur le site de l'IIASA à l'adresse suivante : <http://www.iiasa.ac.at/web-apps/ene/geadb/dsd?Action=htmlpage&page=about>

L'IIASA est devenu, en pratique, la plaque tournante des études de scénarios pour le GIEC.

Les membres de l'IIASA sont des pays dont la représentation est assurée par des institutions universitaires ou académiques. Les pays membres sont les suivants : Autriche, Brésil, Chine, Égypte, Finlande, Allemagne, Inde, Indonésie, Iran, Israël, Japon, Corée, Malaisie, Mexique, Norvège, Russie, Afrique du Sud, Suède, Ukraine, Royaume-Uni, États-Unis, Vietnam. Là encore, on notera l'absence de la France.

(10) <http://www.globalchange.umd.edu/iamc/>

(11) <http://www.iiasa.ac.at/>

(12) <https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-en.pdf>

Encadré 2 – GISOC et SLC (« Sauvons le Climat »)

Le groupe GISOC (Global Initiative to Save Our Climate) est constitué de Berger A., Bles T., Bréon F.-M., Brook B. W., Deffrennes M., Durand B., Hansen P., Huffer É., Grover R. B., Guet C., Liu W., Livet F., Nifenecker H., Petit M., Pierre G., Prévot H., Ren L., Richet S., Safa H., Salvatores M., Schneeberger M. et Zhou S. (2017).

Le Groupe III du GIEC a publié son rapport en avril 2014. Ce rapport était important, puisqu'il devait influencer les États lorsqu'il s'agirait de définir leurs politiques énergétiques, aussi bien en ce qui concerne l'efficacité énergétique que la définition d'un mix électrique. En ce qui concerne ce dernier, il existe actuellement des différences de stratégie importantes entre les pays, selon qu'ils envisagent ou non de sortir du nucléaire en recourant plus longtemps à l'usage de combustibles fossiles pour la production d'électricité. Les deux stratégies sont illustrées par celle de la France et celle de l'Allemagne. On pouvait donc espérer que les deux choix possibles seraient exprimés de façon équitable au sein du GR III.

Ce n'est pas du tout l'impression que donnait l'évaluation du nucléaire faite par les membres du groupe dans le résumé établi à l'attention des décideurs (SPM⁽¹³⁾), dans les termes suivants :

« L'énergie nucléaire est une méthode mature de production d'électricité de base et à faible émission de CO₂, mais sa part dans la production mondiale d'électricité décline depuis 1993. Elle pourrait fournir une contribution bas carbone croissante à la production, mais plusieurs barrières et risques s'opposent à son développement (évidence robuste, haut niveau d'accord).

Sont inclus les risques opérationnels et les préoccupations associées, les risques de l'extraction minière de l'uranium, les risques financiers et réglementaires, les problèmes non résolus de la gestion des déchets, la prolifération des armements nucléaires et une opinion publique hostile (évidence robuste, haut niveau d'accord).

De nouvelles technologies pour le cycle des combustibles et les réacteurs qui permettraient de surmonter ces obstacles sont l'objet de recherches et développements et des progrès ont été faits concernant la sûreté et le stockage des déchets. »

Le ton de cette critique reflète probablement les opinions des auteurs du rapport. Rappelons que l'Allemagne avait pris, dès 2002, la décision de sortir du nucléaire, alors que le texte cité ci-dessus a été publié en 2014.

À la rédaction des 16 chapitres du rapport, ont contribué 8 auteurs travaillant dans des institutions ou universités françaises, à comparer aux 73 auteurs allemands ! Si on limite le décompte aux seuls auteurs principaux, on trouve 5 Français travaillant dans des institutions ou universités françaises, pour 27 Allemands. La contribution allemande n'est dépassée que par celle des États-Unis, avec 49 auteurs principaux. Le Royaume-Uni en compte 14, les Pays-Bas et l'Italie 9 chacun.

Un certain nombre de physiciens et ingénieurs de l'association « Sauvons le Climat » trouvèrent la prise de position du rapport du Groupe III (AR5) à la fois scandaleuse et, surtout, dangereuse pour le climat, puisqu'elle conduisit à l'abandon de la seule production, avec l'hydroélectricité, n'émettant pas de CO₂ et pleinement pilotable. Des chercheurs d'autres nationalités (Chinois, Indiens, Australiens, Belges, Autrichiens, Américains) partageaient eux aussi la même indignation, ce qui conduisit à la création du groupe GISOC.

Pour influencer la rédaction du rapport du Groupe III, il faut pouvoir s'appuyer sur des publications. Il n'existait pas de scénarios mondiaux rendant justice au nucléaire. Le GISOC en construisit : il en publia un premier, intitulé "How much can nuclear energy do about global warming?"⁽¹⁴⁾, lequel permettait de respecter le critère RCP2.6 (2 degrés de plus que la température moyenne préindustrielle). Le GIEC ayant révisé ses objectifs en visant une hausse maximale de 1,5 degré, le GISOC fut l'un des premiers groupes à publier un scénario respectant ce nouvel objectif, "Nuclear energy and bio energy carbon capture and storage, keys for obtaining 1.5°C mean surface temperature limit"⁽¹⁵⁾. Ces deux articles ont été cités dans le dernier rapport du GIEC, « SR1.5 ». Le GISOC a donc réussi à crever le plafond de verre antinucléaire du GIEC.

(13) Traduction par SLC du texte anglais.

(14) <https://doi.org/10.1504/IJGEI.2017.080766>

(15) <https://doi.org/10.1504/IJGEI.2017.086622>

dans ce scénario, des RNR (réacteurs rapides refroidis au sodium). À noter que les résultats seraient les mêmes quel que soit le type de réacteur surgénérateur, dont plusieurs sont à l'étude. Le RNR a l'avantage d'afficher une expérience équivalente à trois cents années-réacteur et il y en a deux de taille industrielle actuellement en exploitation en Russie, un autre qui devrait démarrer en Inde en 2019, et

un quatrième de faible puissance en fonction en Chine, un pays qui a lancé plusieurs autres projets. En France, le réacteur Phenix a fonctionné pendant trente-six ans et a fait la démonstration de l'intérêt de la surgénération. Le réacteur Super-Phénix a été arrêté en 1997 pour des raisons politiques, alors qu'il avait produit près de 4 TWh en 1996. C'est donc une technologie éprouvée.

Dans notre scénario, les REP et CANDU sont déployés jusqu'à atteindre une puissance de 2 325 GWe, chaque réacteur étant supposé fonctionner pendant cinquante ans. Ces réacteurs produisent de l'électricité, mais aussi le Pu nécessaire au démarrage des RNR qui entreront en production à partir de 2030. Dans ces conditions, il est consommé 10 millions de tonnes d'uranium naturel par rapport à des ressources estimées à 16 millions de tonnes par le NEA⁽¹⁶⁾. Les RNR, quant à eux, n'étant pas confrontés à la limite des ressources en uranium, leur déploiement dépendra de l'inventaire de Pu accumulé et de leur temps de doublement⁽¹⁷⁾ fixé ici à quarante ans. Les autres paramètres sont fixés comme indiqué ci-dessous :

- une production annuelle d'électricité nucléaire : 7,9 TWh/GWe ;
- une production de plutonium (Pu) par les REP pour constituer l'inventaire de démarrage des RNR de 250 kg/an/GWe ;
- une production de Pu par les CANDU de 600 kg/an/GWe ;
- un besoin en uranium naturel par an par REP de 1 GWe : 120 t/GWe ;
- une production, par un RNR, de Pu excédentaire par rapport au renouvellement de sa matière fissile de 200 kg/an/GWe ;
- un inventaire total de Pu d'un RNR de 1 GWe avec la technologie PUREX de 8 tonnes de Pu ;
- un inventaire total de Pu d'un RNR de 1 GWe avec des combustibles métalliques et l'extraction par pyro-métallurgie (projet IFR US) : 5,5 tonnes de Pu.

Dans ce dernier cas, l'on obtient la courbe correspondant à la Figure 2 ci-contre, qui montre l'évolution de la puissance nucléaire dans le temps. Dans l'hypothèse où les performances envisagées pour les combustibles métalliques ne pourraient être obtenues, il faudrait alors augmenter le stock initial de Pu grâce à un parc de CANDU.

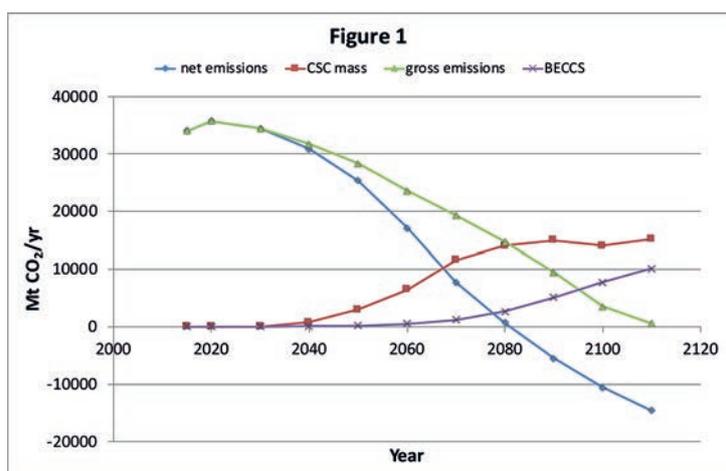


Figure 1 : Émissions de CO₂ (brutes et nettes) et masse de CO₂ stockée par CSC (totale et par traitement de la biomasse) du scénario Efficiency. Les émissions nettes correspondent aux émissions brutes diminuées du tonnage de CO₂ stocké. Nous avons décalé la référence temporelle de dix ans par rapport au scénario d'origine.

(16) Nuclear Energy Agency/Agence européenne du nucléaire.

(17) Temps au bout duquel le plutonium produit en excès par un réacteur permet l'entrée en fonction d'un second réacteur.

Nous nommons "Efficiency-N" le scénario Efficiency modifié pour inclure cette production nucléaire importante. Entre 2030 et 2050, la puissance nucléaire nouvellement construite atteindrait 4 350 GWe, soit une croissance moyenne de la puissance installée de 217 GWe/an (environ 5 % de croissance annuelle), comme on peut l'observer sur la Figure 2 ci-après. Ce chiffre qui paraît très élevé est comparable au taux de croissance réalisé en France dans les années 1980. Entre 1980 et 1990, la France a mis en service quarante-trois réacteurs, soit un rythme d'environ 4 GWe par an. En 2050, la production d'électricité du scénario Efficiency atteindrait 150 EJ (41 550 TWh). En 1990, la production d'électricité en France avoisinait les 400 TWh. En admettant que le rythme de construction de réacteurs pourrait être proportionnel à la production, on comprend que pour une production cent fois supérieure à celle que la France avait en 1990, le rythme de construction en 2050 devrait atteindre 400 GWe/an, soit bien plus que la croissance de 217 GWe/an du scénario "Efficiency-N".

La convention de « conversion directe » du programme GEA⁽¹⁸⁾ nous conduit à considérer que chaque MWh de production nucléaire remplace 2,7 MWh d'énergie primaire fossile. La substitution se fait dans une première étape en remplaçant la production d'électricité fossile par une production nucléaire, puis en remplaçant la production fossile de chaleur (surtout par le gaz naturel) par de l'électricité et, finalement, en remplaçant la mobilité fossile (essence, diesel et gaz naturel) par une mobilité électrique.

Sur la base de ces hypothèses, nous obtenons une disparition rapide de la composante fossile prévue par le scénario comme le montre la Figure 3 de la page suivante. L'utilisation des fossiles dans le secteur énergie cesserait dès 2060.

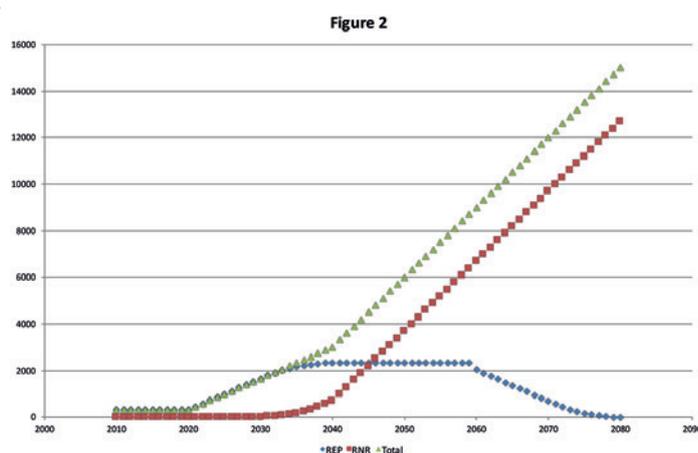


Figure 2 : La puissance nucléaire telle que prévue dans le scénario MESSAGE-Efficiency-N.

En supprimant la contribution des énergies fossiles au secteur énergétique, on obtient une diminution équivalente des émissions de CO₂, comme illustré dans la Figure 4 de la page suivante.

(18) <http://www.globalenergyassessment.org/>

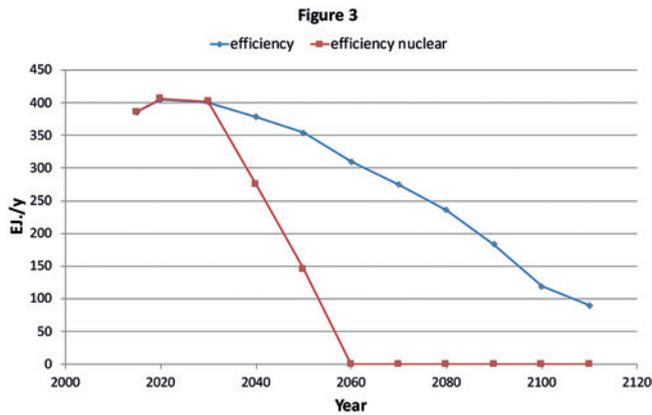


Figure 3 : Évolution de la consommation des énergies fossiles dans les scénarios Efficiency et Efficiency-N.
1 EJ = 1012 Joules = 277 TWh = 24 Mtep.

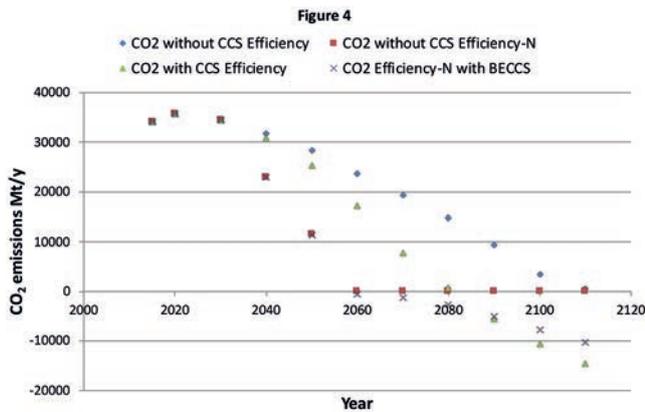


Figure 4 : Émissions annuelles de CO₂ dans le scénario Efficiency d'origine avec et sans CSC, et dans le scénario Efficiency-N sans et avec CSC appliqué à la seule production de bioénergie. Les quatre scénarios atteignent un maximum voisin de 37 Gt/an en 2020 environ, soit une valeur inférieure à la recommandation faite par Figueres *et al.*

Dans la Figure 4, les émissions négatives résultent du solde entre les émissions fossiles et le CSC appliqué aux biocarburants. En effet, la combustion de biocarburants est considérée comme non émettrice dès lors que la biomasse consommée est compensée par une croissance égale de biomasse. Ainsi, le CO₂ capté lors de la combustion de biomasse est soustrait au contenu CO₂ de l'atmosphère.

La Figure 5 ci-contre montre les émissions cumulées résultant des émissions annuelles de la Figure 4.

Le scénario nucléaire Efficiency-N conduit à une stabilisation du CO₂ contenu dans l'atmosphère sans qu'un recours au CSC soit nécessaire. Il en limite l'augmentation à 800 Gt, seulement 200 Gt de plus que les 600 Gt qui permettraient, selon les climatologues, de limiter l'augmentation de la GMST à 1,5°C. La concentration de CO₂, une fois stabilisée par l'obtention de la neutralité carbone, décroîtra du fait de l'absorption de ce gaz par l'océan et la biomasse. On peut donc supposer que le niveau de concentration du CO₂ dans l'atmosphère pourrait à la fin du XXII^e siècle revenir à son niveau préindustriel ; son rythme de décroissance n'est probablement pas un facteur essentiel à condition que celui-ci retrouve son niveau de concentration de 2000 avant 2200. Cependant,

ce « retour à la normale » pourrait être obtenu plus rapidement grâce à une bonne gestion de la biomasse.

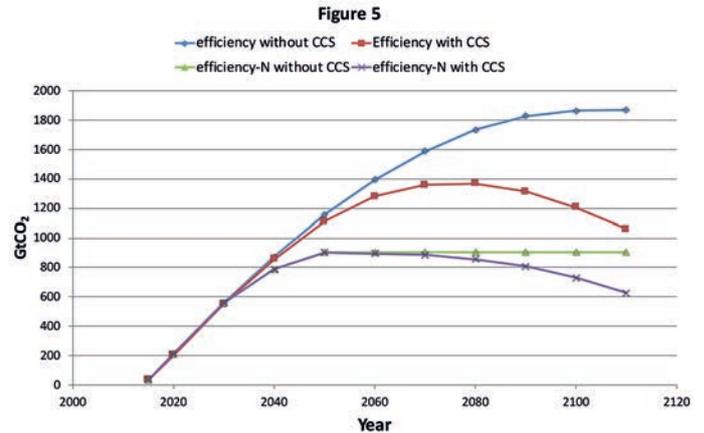


Figure 5 : Émissions de CO₂ cumulées avec et sans CSC dans chacun des scénarios Efficiency et Efficiency-N avec BECCS (CSC sur la biomasse).

Le captage-stockage du CO₂ de la biomasse, un moyen de rafraîchir l'atmosphère

Afin de réduire la dépendance aux énergies fossiles, le scénario MESSAGE-Efficiency prévoit un développement de l'utilisation énergétique de la biomasse qui atteindra 220 EJ en 2100. Elle est utilisée surtout dans le secteur des transports, et la moitié environ du CO₂ produit est supposée bénéficier du CSC. La combustion de biomasse émettant 80 Mt de CO₂ par EJ, on peut calculer la masse de CO₂ à stocker chaque année (voir la Figure 6 ci-après) à partir de la combustion de biomasse bénéficiant de CSC dans le cadre du scénario précité. En reportant le résultat obtenu sur la Figure 5, on obtient la courbe mauve (x). Ainsi, dans le scénario Efficiency-N, en appliquant le CSC à la combustion de la seule biomasse, on arrive à satisfaire la condition correspondant à la limitation à 1,5°C de l'augmentation de la GMST par rapport à la période préindustrielle, soit des émissions cumulées de 600 Gt, cela sur une tendance décroissante. Le CO₂ stocké s'élève à 275 Gt, à comparer aux 800 Gt du scénario MESSAGE-Efficiency d'origine.

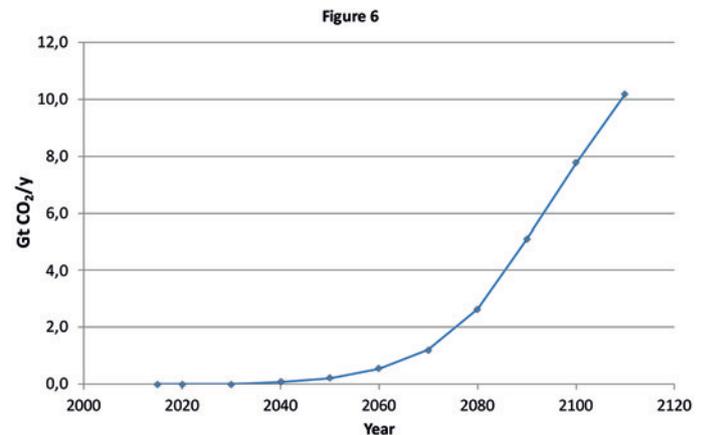


Figure 6 : Évolution de la masse de CO₂ stockée annuellement en appliquant le CSC à la seule bioénergie dans le scénario MESSAGE-Efficiency.

Utilisation du surplus nucléaire

Comme le montre la Figure 3 de la page précédente, les combustibles fossiles ne sont plus utilisés dans le secteur énergie à partir de 2060 environ. La croissance de la production nucléaire n'est alors plus nécessaire si le seul but poursuivi est de réduire les émissions de CO₂. Cette croissance peut dès lors être utilisée soit pour augmenter la consommation d'énergie, soit pour diminuer la part des énergies renouvelables. Ces deux possibilités, limiter ou non la production nucléaire, sont représentées dans la Figure 7 ci-après.

Les deux options conduisent aux mêmes schémas d'émissions de CO₂. Il peut néanmoins y avoir des différences dans les consommations globales d'énergie, comme le montre la Figure 8 ci-contre. Celle-ci présente l'évolution de la fourniture totale d'énergie primaire (TPES – Total Primary Energy Supply), en distinguant le cas où la production nucléaire est plafonnée à 173 EJ/an de celui où elle n'est pas limitée. Dans ce dernier cas, le TPES est presque le double de ce qu'il serait si la production nucléaire était plafonnée à 173 EJ/an. À noter qu'en cas de plafonnement, le TPES serait pratiquement égal à celui de la version sans nucléaire du scénario Efficiency. Cela s'explique par le fait que nous avons appliqué la convention de substitution selon laquelle 1 MWh de

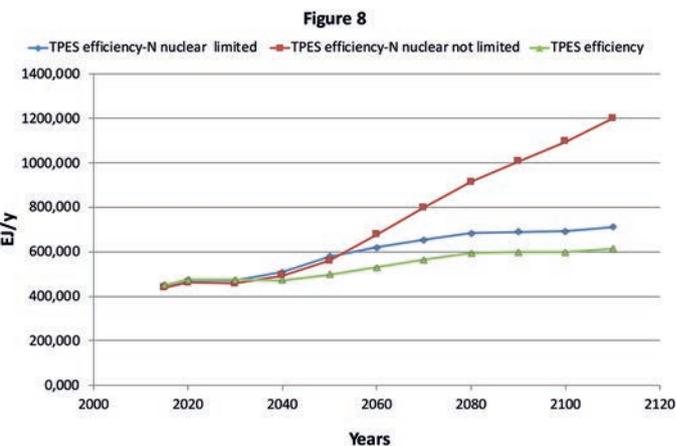


Figure 8 : Énergie primaire totale (définition de l'énergie primaire selon la convention « directe » du GEA) dans le scénario Efficiency originel et dans les scénarios Efficiency-N avec et sans limitation de la puissance nucléaire.

production nucléaire est équivalent à 2,7 MWh d'énergie primaire fossile.

Déclinaison française

Le scénario Negatep⁽¹⁹⁾ développé par le collectif « Sauvons le Climat » obéit à la même philosophie que le présent scénario mondial Efficiency-N.

Entre 2015 et 2050, dans le scénario Negatep (voir le Tableau 1 ci-après), la consommation d'énergie finale baisse de 20 %. Le recours aux énergies fossiles est réduit de 75 %. La production d'électricité augmente de 49 %, la part de l'électricité nucléaire reste très élevée, à 81 %. La part des électricités renouvelables intermittentes augmente légèrement, de 7 %. Alors que la part du nucléaire dans l'électricité est de 81 %, sa part dans l'énergie totale en 2050 sera de $59/125 = 0,48$, à comparer au scénario Efficiency-N, où (tableau 1 de l'article en anglais précité⁽²⁰⁾), pour 2060, on aura $173/388 = 0,44$ et pour 2100, $605/1132 = 0,53$.

(19) http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/climat-energie/Negatep_V-2017.pdf

(20) "Nuclear energy and bio energy carbon capture and storage, keys for obtaining 1.5°C mean surface temperature limit", *Int. J. Global Energy Issues*, vol. 40, n°3/4, 2017.

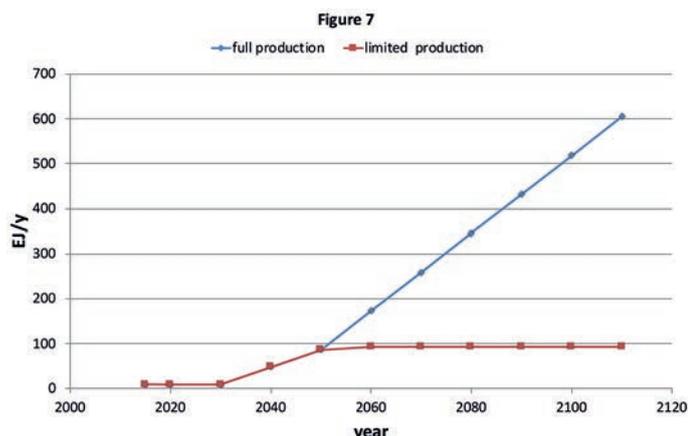


Figure 7 : Développements possibles de la production nucléaire dans le scénario Efficiency-N. Le développement limité de cette production satisfait à la limite de 1,5°C dans le scénario MESSAGE-Efficiency-N. Une production nucléaire accrue permet de générer plus d'énergie par rapport au scénario MESSAGE-Efficiency d'origine et (ou) de diminuer la contribution des énergies renouvelables.

	Emploi Direct Mtep		Électricité TWh	
	2015	2050	2015	2050
Consommation d'énergie finale totale	149	119,5		
Charbon	6,4	5	8,7	0
Pétrole	64,2	6	3,2	0
Gaz	31,2	14	22	20
Nucléaire	37,5	59	437	688
Renouvelables (éolien+PV)	2,45	4,81	28,5	56
Renouvelables total	17,4	36,5	97,4	137
Total	156,7	120,5	568	845
Total fossiles	101,8	25	33,9 (6,8 Mtep)	20 (4,4 Mtep)
CO ₂ Mt	344	91	41	0,94

Tableau 1 : Ressources primaires 2015/2050 par source d'énergie, scénario Negatep.

Conclusion

Le remplacement de l'énergie fossile par l'énergie nucléaire dans le scénario MESSAGE-Efficiency (Scénario Efficiency-N) doit permettre la fin de l'utilisation des fossiles en 2060 plutôt qu'en 2100. Avec un stockage de 800 Gt de CO₂, le scénario Efficiency originel conduit quand même à l'injection cumulée d'une masse de 1 100 Gt de CO₂ dans l'atmosphère, alors qu'avec une séquestration de seulement 275 Gt de CO₂, dans le scénario Efficiency-N, la masse cumulée de CO₂ injectée dans l'atmosphère se limite à 600 Gt, ce qui est compatible avec le prérequis énoncé par le GIEC pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C. La production nucléaire nécessaire pour atteindre ce résultat se situerait à 173 EJ en 2060 (47 921 TWh), obtenus au moyen d'une puissance nucléaire installée de 6 065 GWe. Il devrait être possible, sans conséquences négatives sur le climat, de poursuivre le développement de la production nucléaire et d'atteindre une production de 605 EJ/an (167 585 TWh) en 2110. Cela permettrait une augmentation de la fourniture d'énergie primaire (selon la convention de l'énergie primaire « directe » du GEA), qui de 617 EJ/an dans le scénario Efficiency originel passerait à 1 132 EJ/an dans le scénario Efficiency-N. Dans le Tableau 2 ci-contre, nous

	Efficiency	Efficiency-N	Efficiency-N	Efficiency
	2015	2060	2110	2100
Fossiles EJ	386	0	0	90
Éolien+solaire EJ	0,717	96	283	283
Hydraulique EJ	10	21	23	23
Biomasse EJ	42	98	221	221
Nucléaire EJ	9	173	605 (173)	0
Énergie primaire EJ Convention GEA directe	448	388	1132 (700)	617
CO ₂ /an net Gt	34	-0,5	-10,2	-14
CO ₂ /an séquestré Gt	0	0,5	10,2	15,2
CO ₂ cumulé séquestré Gt	0	8	276	801
CO ₂ cumulé injecté dans l'atmosphère Gt	34	896	627	1270

Tableau 2 : Synthèse du mix énergétique et des émissions de CO₂ en 2015, dans le scénario Efficiency originel en 2100 et dans le scénario Efficiency-N en 2060 et 2110, en distinguant deux options en matière de production nucléaire.

NB : les nombres entre parenthèses correspondent à une production nucléaire constante après 2060.

résumons les résultats obtenus dans le scénario Efficiency-N et nous les comparons à ceux du scénario MESSAGE-Efficiency originel.

Encadré 3 – Effets du nucléaire sur le plan environnemental et sanitaire

- Les émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ par kWh pour diverses techniques de production d'électricité sont reportées dans le Tableau 3 ci-dessous. Les calculs sont réalisés en cycle de vie.

Technique	Charbon	Gaz CCG	Hydro	Éolien	Solaire PV	Nucléaire
Émission (gCO ₂ /kWh)	1024	491	6	15	45	16

Tableau 3 : Émissions de CO₂ en gCO₂/kWh pour différentes techniques de production d'électricité ⁽²¹⁾.

- L'empreinte au sol

La surface au sol nécessaire pour produire la même quantité annuelle d'énergie électrique en distinguant l'empreinte au sol de l'EPR de celles des autres techniques est indiquée dans le Tableau 4 ci-dessous. Seules les surfaces impactées par les installations de production sont estimées, à l'exception des installations minières. Cette empreinte peut être considérée comme impactant directement la biodiversité. Sur ce point, la compacité des installations nucléaires apparaît clairement comme un avantage.

	Nucléaire	Fossiles	PV	Éolien	Biomasse
Empreinte (km ²)	4	10	200	1 200	5 000

Tableau 4 : Empreinte au sol (surface sur laquelle la biodiversité est gravement atteinte) de diverses techniques assurant une production d'électricité de 14 TWh/a (EPR de 1,6 GWe).

- Besoins en matériaux

À titre d'exemple, l'EPR (1 650 MWe) requiert environ 500 000 m³ de béton et 110 000 tonnes d'acier ⁽²²⁾. Les émissions de CO₂ estimées lors de la construction de l'EPR ont été évaluées à environ 1 million de tonnes. Pendant soixante ans,

(21) <http://www.sfen.org/fr/nuclear-for-climate> and http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/ec_2008/Hirschberg.pdf (slide 12).

(22) <https://www.bouygues-construction.com/realisations/epr-de-flamanville>

un EPR produira environ 720 TWh. On arrive alors à des émissions de CO₂ associées aux matériaux de construction de 0,5 g CO₂/kWh. À production équivalente, les éoliennes requièrent 8 fois plus de béton et 12 fois plus d'acier que l'EPR⁽²³⁾.

- Effets sanitaires du nucléaire

Bien sûr, depuis le temps que l'on répète sur tous les tons qu'il représente le pire danger qui menace l'humanité, le nucléaire fait peur. Mais si l'on se limite à ses applications civiles, cette réputation ne se justifie pas du tout. Pour s'en convaincre, il suffit de lire le Tableau 5 ci-après (les valeurs qui y figurent ont été publiées par la revue *Forbes*, elles donnent le nombre moyen des décès observés pour produire deux fois les besoins électriques annuels de la France). De l'observation de ce tableau, il ressort que 100 000 décès sont causés par le charbon, 24 000 par la biomasse, 4 000 par le gaz naturel, 150 par l'éolien et... seulement 90 par le nucléaire, y compris les victimes de Tchernobyl et Fukushima. La faiblesse surprenante de la létalité du nucléaire est due à l'extrême concentration de la puissance nucléaire, ce qui limite l'importance des travaux de génie civil. Ainsi, pour produire la même quantité d'énergie annuelle qu'un réacteur de 1 000 MW, il faut 5 000 éoliennes de 1 MW. Par ailleurs, l'Autorité de Sécurité nucléaire surveille rigoureusement toutes les étapes de la construction d'un réacteur, y compris les travaux de génie civil et de construction, ce qui rend les accidents de chantier exceptionnels.

La production d'électricité nucléaire depuis 1960 a été d'environ 100 000 TWh, ce qui, si l'on se réfère au Tableau 5, aurait conduit à 90 000 décès. Or, le nombre de décès dus à la catastrophe de Tchernobyl a été estimé par l'OMS à environ 4 000, un calcul réalisé essentiellement en appliquant une relation linéaire entre la dose de radiation reçue par les personnes irradiées et la probabilité de développer un cancer mortel (0,04 par Sievert). On a déploré dans le mois suivant la catastrophe environ 50 décès d'intervenants ayant reçu au moment de la catastrophe de très fortes doses de radiation.

Technique	Décès pour 1 000 TWh
Charbon (monde)	170 000
Charbon (Chine)	280 000
Charbon(USA)	15 000
Fioul	36 000
Gaz naturel	4 000
Biomasse	24 000
Solaire (PV)	440
Éolien au sol	150
Hydroélectricité	1 400
Nucléaire	90

Tableau 5 : Nombre moyen de décès déplorés pour la production de 1 000 TWh d'électricité pour différentes techniques de production. Pour le nucléaire, les victimes de Tchernobyl et Fukushima ont été prises en compte. *FORBES* a utilisé les données du programme européen ExternE⁽²⁴⁾.

(23) <http://www.economiematin.fr/news-eoliennes-beton-artificialisation-sol-biodiversite>

(24) *Forbes Magazine*, <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2012/06/10/energys-deathprint-a-price-always-paid/#6071e5ed709b>

Données du programme européen ExternE (http://www.externe.info/externe_d7/?q=node/40) et RABL A. & SPADARO J. (2005), « Les coûts externes de l'énergie », p. 583, in *L'Énergie de demain – Techniques, Environnement, Économie*, éd. BOBIN J.-L., HUFFER É. & NIFENECKER H., EDP Sciences.

Les défis de la sortie du charbon en Europe

Par Marc-Antoine EYL-MAZZEGA
Centre Énergie de l'Ifri

La production d'électricité par des centrales au charbon représente 19 % de la production européenne et 18 % des émissions de CO₂ du secteur énergétique. Avec environ 200 centrales thermiques au charbon opérationnelles dans l'Union européenne (UE) et 128 mines en activité, le secteur représente environ 237 000 emplois, dont 185 000 dans les mines. Fin 2025, environ 30 GW de capacités charbon devraient avoir été fermées et, en 2030, ce sera un total avoisinant les 70 GW, soit respectivement environ 20 % et 50 % des capacités installées en 2019. Cette sortie du charbon, qui va s'amorcer au cours des prochaines années, est un impératif climatique, mais c'est également un défi majeur revêtant plusieurs dimensions : sociale, économique, financière et systémique. La réussite de sa mise en œuvre à l'échelle européenne est loin d'être acquise et nécessitera de forts engagements et une large concertation entre tous les acteurs concernés, en particulier l'UE, les États membres, les régions et les entreprises concernées.

La demande d'énergie mondiale a augmenté de 2,3 % en 2018, provoquant une hausse des émissions de CO₂ du secteur énergétique de 1,7 %, soit l'équivalent de 33 gigatonnes, dont près du tiers des émissions provenant de la combustion de charbon pour la production d'électricité⁽¹⁾. 2018 est ainsi la troisième année consécutive de hausse des gaz à effet de serre. Seul un fort ralentissement de l'économie mondiale serait en mesure d'inverser la tendance à court terme. Ces émissions proviennent avant tout d'Asie, mais l'Union européenne (UE) n'est pas en reste. Avec une moyenne d'âge de trente ans environ, contre dix ans en Asie, le parc européen de centrales à charbon est réduit : l'UE concentre 6 % environ des capacités installées dans le monde. Cependant, le charbon y représente encore 324 TWh de production d'électricité et 300 TWh pour le lignite, soit 19 % de la production totale d'électricité en 2018. La tendance historique est toutefois à la baisse, 30 % (correspondant à - 67 TWh) par rapport à 2012, soit l'équivalent de l'accroissement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR) entre 2017 et 2018⁽²⁾. Le déploiement des EnR et de l'efficacité énergétique a limité le rôle joué par le charbon ces dernières années, mais cette baisse est en réalité en trompe l'œil, car elle reflète les effets de la décision britannique de s'en affranchir (voir *infra*). En réalité, le charbon a su rester compétitif face au

gaz, dont la remontée des prix, couplée à la hausse des droits d'émissions du système européen d'échanges de quotas (ETS), a été un facteur limitant son ordre d'appel. Avec une capacité installée de 145 GW dans l'UE, dont près de la moitié en Allemagne et en Pologne (respectivement 40 GW et 30 GW), la production d'électricité par des centrales à charbon représente, en 2018, environ 18 % des émissions de CO₂ imputables au secteur de l'énergie de l'UE.

L'ambition de décarboner rapidement les systèmes économiques et énergétiques européens à l'horizon 2050 passe par une sortie accélérée du charbon, qui soit décidée et organisée par la puissance publique, le marché du carbone n'étant pas suffisant pour y parvenir.

Les stratégies de sortie du charbon s'inscrivent à l'intersection entre différentes politiques publiques et sectorielles (énergétique, environnementale, industrielle et territoriale), qui en révèlent la complexité et posent de multiples défis :

- La sécurité du fonctionnement des systèmes électriques, notamment en période de pointe et selon différents scénarios de disponibilité de capacités de production alternatives à court et plus long terme. Si cette problématique comporte une dimension à la fois régionale, nationale et européenne, elle doit avant tout être appréhendée au cas par cas. Le paradoxe est que les marchés de capacité mis en place par certains États membres dans le cadre du paquet Énergie propre, permettent de rémunérer les centrales hypercritiques modernes ;
- Les relations entre les États et les opérateurs des actifs, et leurs éventuelles demandes d'indemnisation ou de

(1) IEA (2019), "Global energy demand rose by 2,3% in 2018, its fastest pace in the last decade", *Newsroom*, 26 mars, disponible sur : www.iea.org

(2) Agora Energiewende and Sandbag (2019), *The European Power Sector in 2018: Up-to-date analysis on the electricity transition*, Berlin, janvier, disponible sur : <https://sandbag.org.uk>

soutien pour les aider dans la reconversion de leurs centrales à charbon en centrales à gaz ou à biomasse. Dans ce dernier cas, le bois, qui constitue une source d'énergie coûteuse en carbone et génère des frais importants pour l'acheminer souvent bien loin du périmètre régional de son exploitation ou sous forme de granulats de bois usagés par exemple, est une solution non rentable par rapport aux prix du marché, même s'il présente certains avantages en termes d'économie circulaire ;

- Les relations entre les opérateurs et les territoires ou entre les États et leurs territoires, en particulier pour ce qui est des transferts d'emplois vers d'autres secteurs ou du développement d'autres activités ;
- Le devenir des emplois des opérateurs des centrales à charbon et de l'ensemble de la filière, en particulier si elle est liée à des activités d'extraction. À titre d'exemple, la centrale française de Gardanne représente plus de cent soixante-dix emplois. Les relations entre les opérateurs et l'industrie minière doivent être repensées pour faire face notamment aux contraintes de reconversion des sites ou de remise en état de ceux-ci, aux pertes économiques et aux défis liés à l'avenir des emplois.

Une sortie partielle du charbon se précise dans un grand nombre d'États membres de l'Union européenne

Le Royaume-Uni a été en la matière un pionnier. Ayant mis en place un prix plancher du carbone venant en complément des réglementations européennes et du système ETS, la sortie quasi totale a pu être effectuée en quelques mois seulement : de 100 TWh en 2014, la production d'électricité au charbon a chuté à 30 TWh en 2016 et à 15 TWh en 2018 ; seules sept centrales sont encore opérationnelles. Cette sortie a été largement rendue possible par l'essor des EnR et a été compensée par une augmentation équivalente de la production d'électricité des centrales à gaz, environ 30 TWh/an représentant un accroissement de 6-7 Gm³/an de la consommation. Enfin, les importations d'électricité ont légèrement augmenté, sans remettre en cause l'efficacité globale du dispositif.

Les stratégies des pays volontaires se sont insérées politiquement au sein d'une initiative à vocation globale, la *Powering Past Coal Alliance* ⁽³⁾. Si la France et les Pays-Bas affichent des capacités relativement faibles, la décision allemande de sortie du charbon s'est fait attendre pendant plus d'un an ⁽⁴⁾ (elle n'est d'ailleurs toujours pas officiellement actée !). Il convient de constater que la *En-ergiewende*, très coûteuse pour les consommateurs individuels et les petites et moyennes entreprises (34 milliards d'euros en 2017) ⁽⁵⁾, n'a en rien permis une baisse des émissions allemandes, le charbon venant compléter, voire équilibrer la production des EnR. Grâce aux efforts financiers consentis par les consommateurs allemands, la part

de l'électricité d'origine renouvelable a néanmoins atteint 38 % en 2018, contre 16,7 % en 2010 ⁽⁶⁾. La production des centrales au charbon a, quant à elle, très peu baissé sur la même période, elle représentait toujours 36,8 % de l'approvisionnement total en 2018.

L'équation était complexe : elle devait faire l'objet d'un accord entre les partenaires de la coalition au pouvoir. Elle devait être organisée de façon à créer un consensus et à tenir compte de la sortie complète du nucléaire à la fin 2022. Elle devait réduire autant que possible le surcoût pour l'échelon fédéral, les *Länders*, et les consommateurs, tout en garantissant la sécurité des approvisionnements. Enfin, elle devait prendre en compte une double dimension sociale : la gestion des suppressions d'emplois, d'une part, dans une industrie minière vouée à s'arrêter, et, d'autre part, dans les centrales à charbon appelées à fermer, et cela dans un contexte de montée des mouvements populistes, en particulier l'AfD, dans les régions concernées souffrant déjà de fortes inégalités de développement. Une commission Charbon a été instituée, visant à rassembler les différents intérêts publics et privés et sensibilités politiques, elle a finalement dévoilé ses recommandations en janvier 2019. Pour remplir ses objectifs de décarbonation, l'Allemagne envisage désormais de fermer ses 84 centrales à charbon (40 GW) à l'horizon 2038 au plus tard, dont 12,5 GW dès 2022, avec une possibilité d'ajuster régulièrement les objectifs en fonction des conditions de marché ⁽⁷⁾.

Début 2019, les principales dates de sortie actées dans l'UE sont les suivantes : Allemagne (2038), France (2021), Espagne (2025), Italie (2025), Pays-Bas (2029), Royaume-Uni (2025), Autriche (2025), Finlande (2029), Irlande (2025) et Portugal (2030).

Ainsi, fin 2025, environ 30 GW de capacités charbon devraient avoir été fermées et, en 2030, ce sera un total avoisinant les 70 GW, soit respectivement environ 20 % et 50 % des capacités installées en 2019.

Des stratégies coûteuses et difficiles à mettre en œuvre

Avec environ 200 centrales thermiques au charbon opérationnelles au sein de l'UE (dont 4 en France, totalisant 3 GW) et 128 mines en activité, le secteur du charbon représente environ 237 000 emplois, dont 185 000 dans les mines. La moitié des emplois miniers sont situés en Pologne, en particulier en Silésie. Près de 160 000 emplois pourraient être perdus dans ces secteurs d'ici à 2030, ce qui pose un défi politique, économique et social considérable ⁽⁸⁾.

(3) Voir <https://poweringpastcoal.org/>

(4) EYL-MAZZEGA M.-A. & MATHIEU C. (2018), « En Europe, le pari d'une union franco-allemande du climat », *Le Monde*, 27 novembre, disponible sur : www.lemonde.fr

(5) Bundesrechnungshof (2018), Bericht nach § 99 BHO, 28 septembre, disponible sur : www.bundesrechnungshof.de

(6) Agoraenergiewende (2019), "The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2018", 4 janvier, disponible sur : www.agora-energiewende.de

(7) Bundesministerium für wirtschaft und energie (BMWi) (2019), Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", Abschlussbericht, janvier, disponible sur : www.bmwi.de

(8) ALVES DIAS P. *et al.* (2018), *EU coal regions: opportunities and challenges ahead*, EUR 29292 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, disponible sur : <https://ec.europa.eu>



Photo © Jean-Claude Moschetti/REA

La centrale électrique thermique EDF de Cordemais (Bretagne).

« RTE a pointé du doigt le problème de la centrale de Cordemais (2 X 600 MW), qui joue un rôle critique pour l’approvisionnement de la Bretagne. »

Par crainte de nuire à sa compétitivité industrielle, le gouvernement allemand n’a pas donné suite aux propositions françaises de mettre en place un prix plancher du carbone à l’échelle régionale et une taxe carbone aux frontières de l’UE, sachant que ces mesures affecteraient davantage l’économie allemande que l’économie française, en raison de la nature du mix électrique de cette dernière. Cela aurait néanmoins permis une sortie du charbon par le biais du marché, et donc moins coûteuse pour l’État allemand.

En Allemagne, la sortie du charbon devrait mobiliser *a minima* 40 milliards d’euros de financements directs de l’État fédéral étalés sur vingt ans, soit environ 2 milliards d’euros/an, sous diverses formes : financements directs et indirects (installation d’administrations, financement d’infrastructures et reconversion ou indemnisation d’environ 20 000 emplois). À cela s’ajouteront environ 2,6 milliards d’euros de compensations versées aux énergéticiens. Les consommateurs supporteront une surcharge indirecte si, par exemple, le prix de l’électricité venait à monter en raison d’un basculement vers les centrales à gaz, dont la production demeure plus coûteuse. Au total, cela pourrait représenter jusqu’à 100 milliards d’euros⁽⁹⁾.

(9) BERTENRATH R. et al. (2018), *Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen*, IW-Gutachten, 15 octobre, Köln, disponible sur : www.iwkoeln.de

En Espagne, où la production d’électricité au charbon correspond à environ 2 % du total, soit un niveau similaire à la France, le gouvernement s’est fixé un objectif de neutralité carbone à l’horizon 2050 et a alloué 250 millions d’euros d’investissements à l’échelle des régions minières. Il prévoit le financement de mesures de départ à la retraite anticipée à partir de quarante-huit ans pour plus de la moitié des mineurs, de soutien à la réhabilitation des sites, ou de formation à de nouveaux emplois, dans le cadre de contrats État-régions qui vont permettre d’aider un millier de mineurs travaillant dans une dizaine de sites non rentables qui vont donc fermer.

Un défi pour la sécurité des approvisionnements électriques

La sortie du charbon pose aussi un défi de sécurité énergétique et de sécurité du fonctionnement des systèmes électriques. En effet, en Allemagne, par exemple, la sortie du charbon pourrait, dans certaines conditions, renforcer le rôle du gaz dans la production d’électricité et, ainsi, accroître la dépendance du pays vis-à-vis de l’extérieur. Ce serait plus particulièrement le cas si la Belgique confirmait sa sortie du nucléaire en 2025, si la France ne disposait que de capacités réduites d’exportation et si les interconnexions Nord-Sud continuaient à accumuler obstacles et retards en Allemagne. Avec le cumul de la sortie du charbon prévue en France en 2022 et les

fermetures en Allemagne des dernières tranches nucléaires fin 2022 et de 12,5 GW de capacités charbon à la même date, des risques existent pour la sécurité des approvisionnements dans la zone, surtout en plein hiver. RTE a ainsi pointé du doigt le problème de la centrale de Cordemais (2 X 600 MW), qui joue un rôle critique pour l’approvisionnement de la Bretagne. Au Royaume-Uni, l’activité de la centrale à charbon d’Eggborough avait finalement été prolongée de deux ans pour garantir la sécurité des approvisionnements, au grand bénéfice de l’investisseur qui en avait pris possession à bas prix⁽¹⁰⁾.

L’investissement continu dans les EnR, les efforts accrus dans l’efficacité énergétique, le pilotage de la demande, le potentiel technologique du stockage par batteries et les stratégies d’interconnexion électrique devraient toutefois jouer un rôle facilitateur.

Si, dans l’UE, le rythme de déploiement des capacités PV a été d’environ 8 GW/an au cours des cinq dernières années, il pourrait augmenter ces prochaines années, à l’image du bon score de 2018, avec 9,5 GW. Dans le même temps, l’éolien a continué d’être déployé à des taux élevés : + 14,4 GW en 2018 contre + 15,6 GW en 2017, avec des niveaux annuels moyens au cours des années précédentes de 12,3 GW.

Ainsi, à l’horizon 2030, la France prévoit de disposer de 45 GW de capacités EnR, l’Italie de 50 GW et l’Espagne de 77 GW. L’Allemagne prévoit, quant à elle, le déploiement de 4 GW de nouvelles capacités par an au cours des prochaines années avec pour objectif de porter à 65 % la part des EnR dans sa production d’électricité en 2030 (contre 38 % en 2018). De son côté, le Portugal envisage d’assurer 80 % de sa production d’électricité à partir d’EnR en 2030.

Conclusion

Sortir du charbon est une priorité, mais c’est également un défi majeur. Les contraintes de sécurité des systèmes électriques sont incompatibles avec des dates de sortie correspondant à des cycles électoraux. S’il est important de faire preuve d’ambition et de fixer un cap, il faut aussi tenir compte des réalités de la physique : prolonger la durée de fonctionnement d’une centrale, par exemple, d’un an par rapport à un objectif politique initial ne serait pas une trahison écologique. Surtout si elle n’est que peu utilisée, étant mise en réserve de sécurité.

(10) WAKIM N. & GAUKELIN B. (2018), « Le charbon, le pari gagnant de Daniel Kretinksi », *Le Monde*, 8 novembre, disponible sur : www.lemonde.fr

Plus problématiques sont les tentatives de spéculations financières sur la fermeture potentiellement ajournée, ou conflictuelle, de certaines centrales. La sortie du charbon doit éviter de générer de nouvelles fractures sociales et territoriales : elle doit pour ce faire être menée avec un maximum de concertation et prendre en compte ses impacts. Elle coûtera cher, il est donc impératif que les États se mobilisent, tout comme les régions et les énergéticiens. Le prochain budget européen pour la période 2021-2027 devra impérativement prévoir des fonds et instruments spécifiques pour renforcer et accompagner les stratégies de sortie, en particulier dans les pays touchés par des fermetures à la fois de mines et de centrales. De la même façon, il convient de mener une étroite concertation à l’échelle régionale pour piloter et ajuster au mieux les stratégies de sortie, ou de mise en réserve.

Enfin, il faudrait mettre en œuvre de façon urgente non seulement dans toute l’UE, mais aussi dans le monde entier, des processus de réduction de la production d’électricité au charbon⁽¹¹⁾. Or, la Chine et de nombreux pays de l’OCDE continuent de financer des projets de centrales à charbon hors de leur territoire qui tourneront en base et non pas en pointe. C’est notamment le cas au Vietnam, qui affiche une quantité édifiante de projets de ce type, mais aussi de bon nombre d’autres pays. Il est temps de durcir la pression sur tous les États de l’OCDE pour qu’ils cessent tout financement dans des projets d’implantation de centrales à charbon à l’étranger, quels qu’ils soient, et renforcent leurs engagements qui restent bien insuffisants dans ce domaine⁽¹²⁾.

Outre les problèmes sociaux et les risques de mauvaises gestion et coordination politiques, trois facteurs pourraient compromettre les calendriers de fermeture de centrales à charbon : 1) une crise gazière russo-ukrainienne au cœur de l’hiver ou des tensions dans le détroit d’Hormuz qui viendraient tendre les marchés gaziers ; 2) la mise en exergue d’empreintes carbone trop importantes chez certains fournisseurs gaziers de l’UE venant ainsi contredire les avantages du gaz ; et enfin, 3) une sortie accélérée du nucléaire – ou à tout le moins le non-maintien du nucléaire dans les proportions actuelles – combinée à des limites dans le déploiement des EnR liées aux difficultés de leur acceptation sociale et à des coûts systémiques accrus.

(11) YANGUAS PARRA P. (2019), “Coal phase-out – Regional perspective”, *Climate Analytics*, janvier, disponible sur : <https://climateanalytics.org>

(12) OCDE (2015), “Statement from Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits”, *Newsroom*, 18 novembre, disponible sur : www.oecd.org

Quel avenir pour le métier de fournisseur d'énergie en Europe ?

Par Nicolas GOLDBERG
et Sébastien MÉRAUD

Colombus Consulting

En Europe, les fournisseurs d'énergie évoluent sur un marché complexe. Dans un cadre réglementaire européen qui n'a eu de cesse de favoriser la libéralisation, ils font face à une menace d'intensification et de diversification de la concurrence. Par ailleurs, alors que leur *business model* est structurellement soumis à des coûts élevés, ils sont confrontés à un risque systémique de contraction de leur marge lié à la volatilité des prix de marché et au pouvoir de négociation grandissant de leurs clients.

Dans ce cadre concurrentiel et financier contraint, plusieurs pistes pourraient être explorées d'ici à cinq ans par les fournisseurs d'énergie : différencier leur gamme d'offres de services énergétiques, exploiter le digital comme levier de fidélisation de leur clientèle et d'optimisation de leurs coûts commerciaux, limiter leurs contraintes d'approvisionnement ou encore explorer de nouveaux relais de croissance par la diversification de leurs activités.

En Europe, les fournisseurs de gaz et d'électricité font face à une intensification de la rivalité concurrentielle sur un marché où la marge nette est de plus en plus menacée

Une intensification de la rivalité concurrentielle sur le marché de la fourniture d'énergie

Le cadre réglementaire européen a profondément morcelé le paysage concurrentiel du marché de la fourniture d'énergie

Depuis l'adoption de deux directives européennes relatives à la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel en 1996 ⁽¹⁾ et 1998 ⁽²⁾, l'ouverture à la concurrence du métier de fournisseur d'énergie n'a cessé de se renforcer. En imposant, en 2009, la séparation entre les activités de transport et de distribution, d'une part, et les activités de production et fourniture, d'autre part (règles d'Unbundling), la Commission européenne a réduit l'influence des monopoles historiques et a ainsi accéléré l'ouverture du marché.

Cette levée graduelle des obstacles à l'entrée, conjuguée à la disparition progressive des tarifs réglementés de vente, a conduit à une multiplication du nombre des fournisseurs dans l'ensemble des pays européens. Ainsi, en Espagne

et au Royaume-Uni, le nombre des fournisseurs d'électricité pour les clients particuliers a été respectivement multiplié par deux et trois, entre 2012 et 2017.

L'accroissement du nombre des fournisseurs alternatifs a tendu à morceler un marché de la fourniture d'énergie jusque-là très concentré. Ainsi, entre 2011 et 2017, la part de marché moyenne européenne des trois plus grands fournisseurs est passée de 70,1 à 60,7 %, pour la vente de gaz, et de 73,4 à 66,4 %, pour la vente d'électricité.

Ces fournisseurs alternatifs sont de taille et de positionnement variables. Si l'on prend l'exemple du marché français, on y trouve des *pure players* spécialisés dans l'achat/revente, des groupes pétroliers en quête de diversification (Butagaz, Total), des fournisseurs étrangers d'énergie (Uniper, Vattenfal, Eni), des producteurs d'énergies renouvelables ou encore des entreprises du e-commerce et de la grande distribution (Cdiscount, Casino avec GreenYellow ou, plus récemment, Leclerc) valorisant leur canal de distribution et leur portefeuille clients.

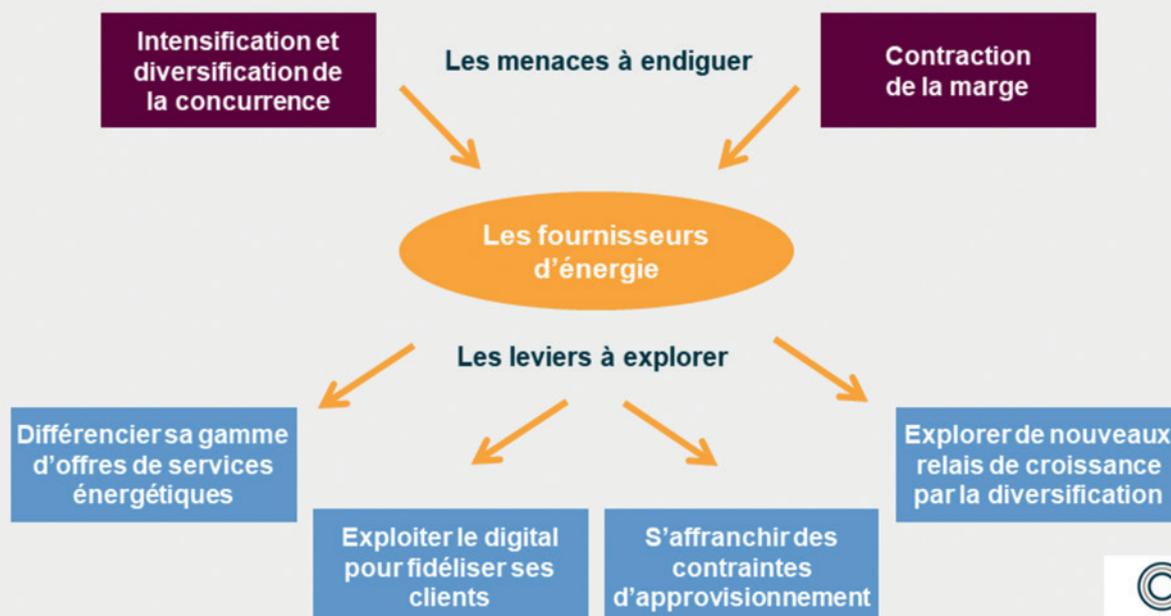
Pour concurrencer les fournisseurs historiques, les fournisseurs alternatifs ont traditionnellement joué sur quatre principaux leviers :

- **le levier prix** *via* des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente et/ou garantissant un prix fixe dans un contexte de volatilité des prix de marché ;
- **le levier éthique** *via* « des offres vertes » avec une énergie d'origine renouvelable ou des offres sur un modèle coopératif permettant le choix du parc de production ;
- **le levier simplicité** *via* des offres couplées gaz/électricité

(1) Directive 96/92/CE.

(2) Directive 98/30/CE.

Les perspectives des fournisseurs d'énergie en Europe



et/ou des offres 100 % en ligne ;

- le levier flexibilité pour le « très haut de portefeuille » *via* des offres permettant au consommateur de prendre des positions sur les marchés de gaz.

Des fournisseurs d'énergie confrontés à la menace d'un nouveau type d'acteurs

Les GAFAM mais aussi des entreprises d'autres secteurs de services pourraient valoriser leur maîtrise de la relation clients pour pénétrer un nouveau marché. Ainsi, les acteurs des télécoms s'intéressent de près au marché de la fourniture d'énergie, comme en témoignent les réflexions récentes, en France, d'Orange. Cet intérêt des acteurs télécoms pourrait se concrétiser à terme par le développement d'offres 5P regroupant au sein d'une même offre les téléphones fixe et mobile, la box Internet, la télévision et l'énergie. L'opérateur luxembourgeois Join s'inscrivait dans cette perspective en 2016 en proposant aux consommateurs wallons une offre combinant fourniture en gaz et électricité et abonnement mobile⁽³⁾. Cette pénétration d'acteurs issus d'horizons étrangers au domaine de l'énergie est favorisée par les possibilités d'externalisation de certaines activités fournisseur en amont (approvisionnement, équilibrage du portefeuille) comme à l'aval (facturation, relation client...).

Les fournisseurs d'énergie pourraient par ailleurs être confrontés à un risque de désintermédiation. Sur le segment B to C, la baisse continue des coûts du photovol-

taïque associée à des politiques volontaristes a largement soutenu le développement de l'autoconsommation en Europe. Ainsi, en Allemagne, l'autoconsommation a déjà été adoptée par plus de 500 000 foyers. Si le phénomène demeure pour le moment plus restreint en France, l'essor de cette dynamique pourrait bouleverser à terme le rôle traditionnel d'intermédiaire des fournisseurs. Côté B to B, ce risque de désintermédiation est associé à l'émergence des PPA (*Power Purchase Agreement*) qui permettent aux gros consommateurs de contractualiser avec des producteurs d'énergie renouvelable *via* un agrégateur. Plus qu'une remise en cause de leur modèle d'activité, le développement de ces différentes formes de désintermédiation fait peser un risque sur les volumes vendus par les fournisseurs d'énergie.

Une marge sur la fourniture d'énergie de plus en plus menacée

Une structure de coût laissant peu de place à la marge brute

Le *business model* des fournisseurs d'énergie est complexe avec des structures de coûts élevées (fiscalité et mécanismes réglementaires, coûts de distribution, coûts de *sourcing* et, dans le cas du gaz, coûts de stockage) laissant peu de place pour la marge brute du fournisseur. Si l'on prend l'exemple d'une offre gaz en France desservant un site particulier soumis au tarif réglementé, la part commercialisation revenant *in fine* au fournisseur ne dépasse pas les 15 % du prix payé par le client, sachant qu'il lui reste à couvrir l'ensemble de ses coûts opérationnels.

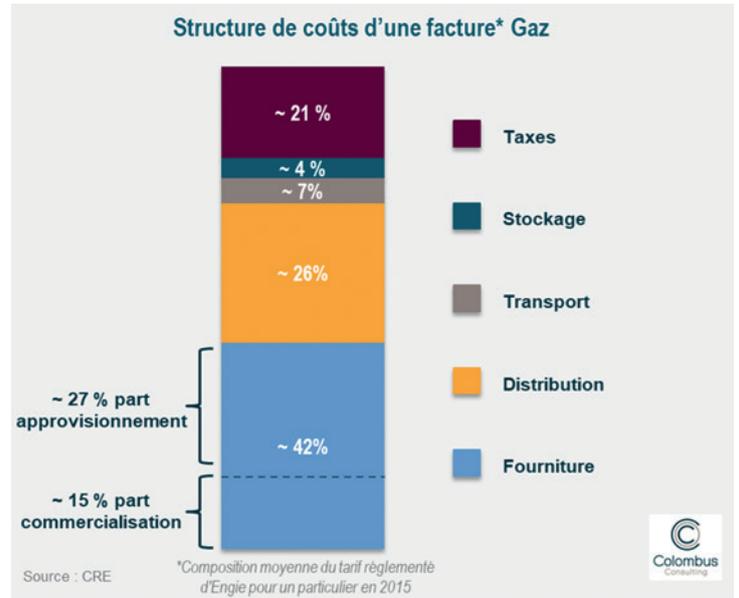
(3) Cette offre combinée n'est plus proposée depuis l'été 2018.

L'équilibre est d'autant plus difficile à tenir pour les fournisseurs que les prix de marché restent très volatiles (ils sont ainsi repartis à la hausse en 2018 pour l'électricité en dépassant le prix fixé par l'ARENH en France), tout comme les volumes consommés qui ont diminué en France entre 2016 et 2018 de respectivement 1 % pour l'électricité et 4,5 % pour le gaz en raison des efforts déployés par les particuliers et professionnels en matière d'efficacité énergétique.

Le pouvoir de négociation grandissant des clients sur l'ensemble des marchés

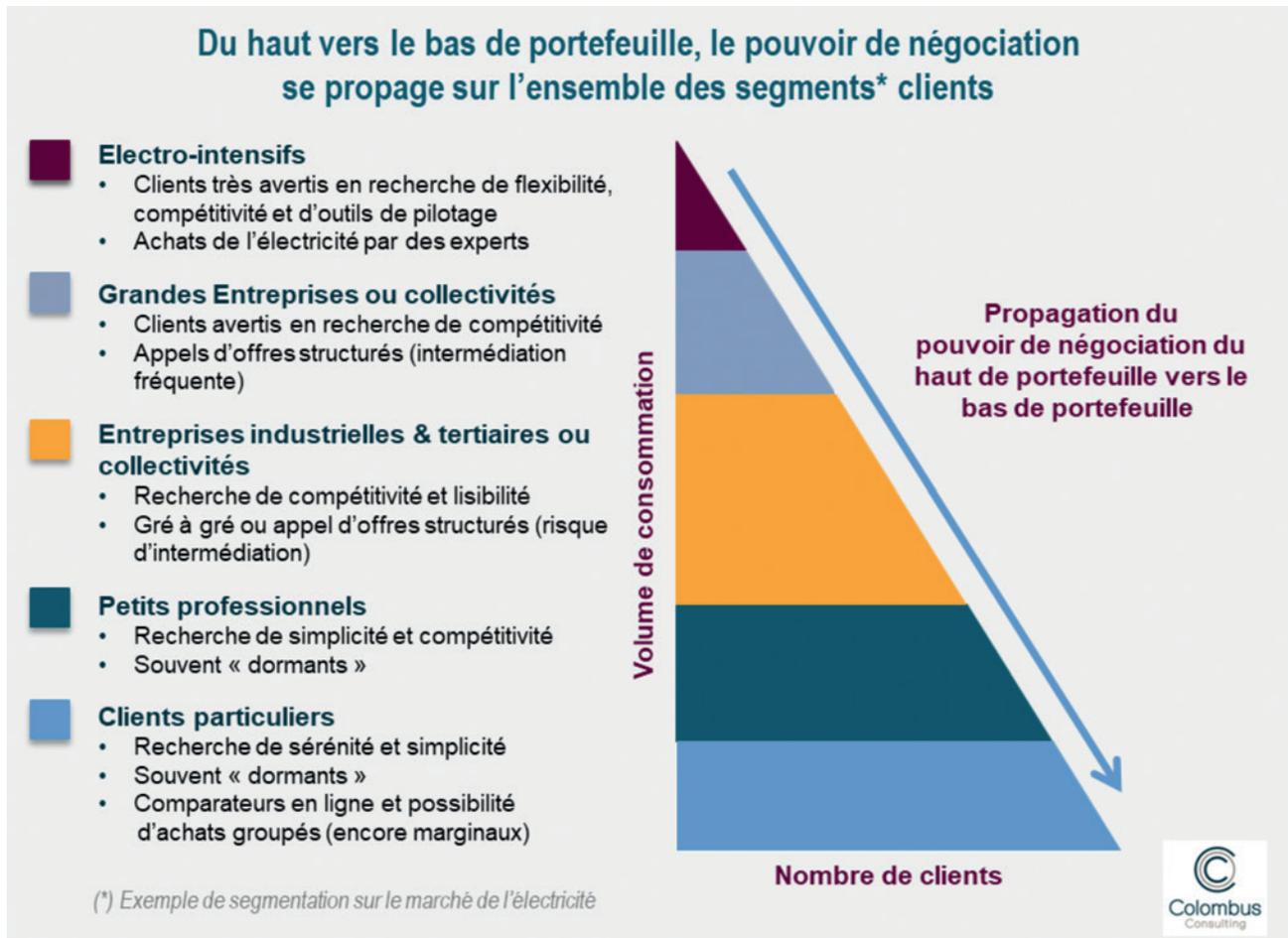
Les fournisseurs d'énergie, et plus spécifiquement les fournisseurs historiques, subissent par ailleurs le contre-coup du pouvoir de négociation croissant de leurs clients. Ainsi, en France, la part de consommateurs particuliers au courant de la libéralisation est en constante augmentation ; elle est passée de 50 % en 2017 à 66 % en 2018, d'après le Médiateur de l'énergie.

Jusqu'il y a peu réservé au seul haut de portefeuille, le pouvoir de négociation se propage à l'ensemble des segments de marché. Il est renforcé sur le B to C par les comparateurs en ligne (comme Selectra ou jechange.fr, en France) qui se positionnent comme tiers de confiance auprès des particuliers en les guidant à travers la diversité des offres ou en leur négociant des tarifs avantageux via l'organisation d'achats groupés, contraignant ainsi les fournisseurs à réduire leurs marges pour rester compétitifs.



Côté B to B, la recrudescence des offres de marché, conjuguée à la complexification des mécanismes réglementaires (capacité, CEE, évolutions TURPE...) et à la fin des tarifs réglementés pour la plupart des professionnels⁽⁴⁾ a

(4) La fin des tarifs réglementés de vente d'électricité est maintenue pour les sites C5 des clients de la catégorie microentreprise.



incité l'ensemble des clients professionnels et non plus le seul haut de portefeuille à se professionnaliser dans leurs achats d'énergie. Cette professionnalisation se caractérise par une augmentation de leurs exigences (prix, niveau de services...) et un recours accru à l'intermédiation lors des appels d'offres (cabinets spécialisés type Opéra Énergie, groupements pour les marchés publics type UniHA) réduisant subséquemment les marges de manœuvre des fournisseurs en matière de fixation des prix.

Le fournisseur d'énergie de demain sera un fournisseur capable d'accroître et de fidéliser sa clientèle, tout en préservant sa marge en s'affranchissant de ses contraintes d'approvisionnement et en recherchant de nouveaux relais de croissance

Renouveler les stratégies de recrutement de nouveaux clients et les fidéliser par la digitalisation des parcours clients

Recruter de nouveaux clients en se différenciant

Dans un contexte de concurrence exacerbée où les offres innovantes sont rapidement normalisées et reprises par la concurrence, le fournisseur de demain devra être capable de se différencier en renouvelant son offre régulièrement. Cette recherche de la différenciation se manifeste par une évolution du modèle classique du fournisseur vers un modèle associant fourniture d'énergie et fourniture de services énergétiques.

Sur le segment B to C, les fournisseurs d'énergie s'appuient notamment sur l'analyse des données issues des compteurs communicants, dont le déploiement est généralisé dans la plupart des pays de l'Union européenne, pour proposer de nouveaux services liés à la donnée tels que des applications de suivi ou de pilotage des consommations.

Les fournisseurs se différencient également en concevant des modèles contractuels innovants. En phase avec la transition énergétique, ces modèles s'écartent des systèmes traditionnels de paiement au kWh au profit de systèmes de « paiement au forfait par usage⁽⁵⁾ » garantissant au fournisseur un revenu fixe plutôt que dépendant de la consommation. Ainsi, dans le cadre de son offre SonnenFlat, déjà souscrite par plus de 75 000 clients allemands, le fournisseur Sonnen garantit aux auto-consommateurs investissant dans l'installation de panneaux solaires et d'un système de stockage « la fourniture de l'énergie de complément, d'origine renouvelable, contre le versement d'un loyer forfaitaire⁽⁶⁾ ».

Sur le segment B to B, les fournisseurs cherchent également à se différencier en enrichissant leur gamme d'offres de services énergétiques. Cette différenciation passe

par la création de structures chargées d'explorer les domaines d'activité du futur. L'enjeu, pour les plus gros fournisseurs, est de construire un savoir-faire industriel et de devenir leader sur des marchés de niches, relativement peu concurrentiels mais susceptibles de se développer fortement à l'avenir. À terme, les fournisseurs d'énergie pourraient ainsi élargir leur offre et devenir fournisseur de carburants (mobilité électrique, hydrogène, GNV). C'est la voie suivie par EDF qui s'appuie sur EDF Pulse croissance, à la fois fonds d'investissement et incubateur de *start-ups*, pour concevoir ses offres de demain. EDF a ainsi lancé Hynamics en avril 2019, une nouvelle filiale chargée de produire et de commercialiser de l'hydrogène bas carbone pour l'industrie et la mobilité.

Poursuivre la digitalisation des parcours pour fidéliser ses clients et optimiser ses coûts commerciaux

Si le recrutement de nouveaux clients passe par l'innovation, la fidélisation repose, quant à elle, sur une qualité de service élevée.

Le portefeuille clients des fournisseurs d'énergie est composé d'une part significative de clients ne nécessitant par une relation client personnalisée (les particuliers et le bas de portefeuille B to B) et pouvant être de fait traités *via* une approche *mass market*. Sur ce segment client, le digital est un levier pour :

- améliorer l'expérience client en élargissant la surface de contact. Bien que le téléphone conserve une place importante, les canaux de contact pour communiquer avec un conseiller se sont largement démultipliés : *tchat* spécifique à l'entreprise, rappel gratuit à un horaire souhaité (*Web call back*), messageries externes comme WhatsApp ou Messenger, réseaux sociaux...
- affiner la connaissance de la clientèle *via* l'utilisation de nouveaux outils (intelligence artificielle, *Big Data*, *marketing* prédictif) pour pouvoir lui proposer des offres personnalisées et ainsi augmenter le taux de succès de la vente de services additionnels (*upsell*).
- maîtriser les coûts commerciaux en automatisant la relation client pour les tâches les plus simples par le recours aux *chatbots* ou en la déléguant à des *tchats* communautaires. EkWateur « ubérise », par exemple, sa relation client en permettant à ses clients d'être téléconseillers.

La digitalisation de la relation client constitue aussi un levier de fidélisation des plus gros consommateurs *via* l'apport de solutions complémentaires à la relation portée par le conseiller client dédié. EDF a ainsi lancé le service Business Board qui facilite le suivi des cours du marché de gros et outille les prises de positions clients avec des fonctionnalités de simulation.

Préserver sa marge en s'affranchissant des contraintes d'approvisionnement et en trouvant de nouveaux relais de croissance

S'affranchir des contraintes d'approvisionnement

L'un des volets de la préservation de leur marge explorés par les fournisseurs d'énergie est le renforcement de leurs capacités de production. Cette stratégie d'intégration dans la production permet en effet aux fournisseurs de

(5) Comité prospective de la CRE (2018), « Les consommateurs d'énergie et la transformation numérique », p. 28.

(6) *Idem*.

limiter leur exposition au risque de volatilité des prix de marché et de proposer ainsi des offres d'électricité et de gaz compétitives dans la durée. Elle se caractérise par le rachat d'unités de production existantes et le développement de nouvelles capacités de production, notamment renouvelables. Ce faisant, les fournisseurs transforment leur risque marché en un risque industriel.

Total, en rachetant Direct Énergie qui disposait d'une centrale thermique d'une capacité de 400 MW en Belgique et de plusieurs parcs éoliens intégrés suite au rachat de Quadran, entend ainsi se renforcer dans l'amont de la filière afin de devenir un acteur majeur du paysage productif français. Engie, après l'acquisition du producteur éolien la Compagnie du Vent en 2017, a lui aussi poursuivi cette stratégie via le rachat des producteurs d'énergies renouvelables Langa et Sameole en juin et septembre 2018.

L'exploration de nouveaux relais de croissance : la diversification des fournisseurs d'énergie

L'exploration de nouveaux relais de croissance constitue l'autre volet de la préservation de la marge des fournisseurs et passe par la diversification de leurs activités. La diversification consiste pour les fournisseurs d'énergie à proposer des gammes de solutions allant au-delà de leur périmètre historique (fourniture d'énergie et de services énergétiques) en capitalisant sur la notoriété de leur marque pour se positionner en partenaire du client.

Sur le B to C, cette mutation de l'activité des fournisseurs s'opère le plus souvent par croissance externe *via* le rachat de *start-ups* opérant sur le marché des travaux à domicile. Engie a ainsi racheté, en 2017, « Mes dépanneurs », plateforme spécialisée dans la mise en relation des artisans et des particuliers pour des travaux de plomberie, serrurerie, électricité ou chauffage. Cette stratégie est poursuivie par nombre de grands groupes français (dont Leroy Merlin avec « Bob » ou encore EDF *via* le lancement en 2019 de sa marque « Izi by EDF »).

Sur le B to B, les fournisseurs d'énergie s'inscrivent dans une logique partenariale visant à apporter des solutions pour couvrir l'ensemble des besoins périphériques de leurs clients. Ainsi, au travers du service Bénéfices-Pro, EDF propose à ses clients « bas de portefeuille » des prestations assurées par des entreprises partenaires (location de voitures avec Europcar, offres d'assurance avec Axa, systèmes de surveillance avec Homiris...). Les placements

de clients auprès de ces partenaires sont alors rémunérés *via* une convention d'apport d'affaires. Pour le plus haut du portefeuille, les plus gros fournisseurs s'appuient de plus en plus sur leur réseau (les entreprises partenaires, mais aussi et surtout l'ensemble de leurs filiales) pour proposer à leurs clients des services industriels (bornes de recharge, réseau de chauffage...).

Conclusion

De plus en plus concurrentiel et théâtre d'une contraction des marges, le marché de la fourniture d'énergie est amené à terme à se reconcentrer autour d'un plus petit nombre d'acteurs. Le degré et la forme de cette reconcentration dépendront largement de l'évolution des prix de marché : une hausse tendra à l'accélérer avec le rachat de certains petits fournisseurs alternatifs par de plus gros fournisseurs dans une stratégie de croissance externe, tandis qu'à l'inverse une baisse permettra aux plus petits fournisseurs de se maintenir.

Le marché continuera à l'avenir d'être segmenté. Les petits fournisseurs alternatifs pourront se positionner sur le B to C et bas de portefeuille B to B *via* la digitalisation et des stratégies de maîtrise des coûts, tandis que le haut de portefeuille B to B restera nécessairement l'apanage des plus gros fournisseurs, qui seuls disposeront de la taille critique suffisante pour proposer à leurs clients un accompagnement sur mesure avec des conseillers dédiés et des services industriels au travers d'un réseau de filiales et de partenaires.

Bibliographie

- Council of European Energy Regulators (2018), "Performance of European Retail Markets in 2017", pp. 15-16.
- Médiateur national de l'énergie (2018), Baromètre Énergie-Info, p. 5.
- Comité Prospective de la CRE (2018), « Les consommateurs d'énergie et la transformation numérique », p. 28.
- RTE, « Bilan électrique 2016 et 2018 ».
- GRT gaz, « Bilan gaz 2016 et 2018 ».
- PIALOT D. (2018), « Solaire : l'autoconsommation collective bientôt sur les rails », *La Tribune*.
- COLLEN V. (2017), « Engie acquiert MesDépanneurs pour en faire le leader du dépannage à domicile », *Les Échos Entrepreneurs*.
- Sites Internet des fournisseurs suivants : EDF, Engie, Join, Total.

Quel rôle pour la biomasse en tant que source d'énergie dans une France neutre en carbone ?

Par Claire TUTENUIT
et David LAURENT
EpE

Face au changement climatique qui oblige à réduire voire à arrêter à terme la consommation des énergies fossiles, tous les secteurs, en particulier celui de l'énergie, espèrent assurer leurs approvisionnements futurs par des matières premières renouvelables issues de la biomasse. Or, la production de biomasse n'est pas illimitée. Quelle peut être sa contribution à la satisfaction des besoins en énergie ?

La réponse, partielle, que nous apportons dans cet article, est tirée de l'étude ZEN 2050 faite par Entreprises pour l'Environnement et récemment publiée ⁽¹⁾. Cette étude explore la faisabilité de la neutralité carbone du territoire français en 2050, par le jeu d'une égalité entre des absorptions par les puits de carbone passant de 60 à 100 MtCO₂eq et des émissions fortement réduites, de 480 à 100 MtCO₂eq.

Même si la biomasse jouera un rôle clé dans le système énergétique, il existe de nombreuses concurrences et synergies entre les différents usages et services qu'elle propose (alimentation humaine, alimentation animale, biodiversité, capture de carbone, amendement des sols, matériaux). Ainsi, la croissance du puits suppose à la fois une extension des zones de forêts, une limitation voire l'arrêt de l'artificialisation des sols, une gestion des terres et des pratiques agricoles qui accroissent le contenu carbone des sols.

Cette gestion des sols permet d'accroître significativement la quantité de biomasse disponible pour des usages énergétiques, mais cette quantité reste un des facteurs limitants de l'offre énergétique.

L'étude conclut donc en recommandant aux pouvoirs publics de mettre en place une gouvernance renouvelée de l'usage des sols et de la biomasse qui prenne en compte les différents usages et services.

L'étude ZEN 2050

Les travaux du GIEC et l'Accord de Paris ont appelé les nations à atteindre la neutralité carbone au niveau mondial dans le courant du XXI^e siècle. La France, pays ayant déjà engagé sa transition et qui dispose des capacités pour la concrétiser, a retenu une trajectoire visant la neutralité carbone du territoire dès 2050.

Conscientes de l'urgence climatique, vingt-sept entreprises membres d'EpE ont décidé, fin 2017, de réaliser l'étude « Zéro Émissions Nettes en 2050 : imaginer et construire une France neutre en carbone » sur la faisabilité de la neutralité carbone de la France à cette échéance. Partant des émissions et du puits de carbone existants, cette étude explore les modes de vie envisageables, puis

les évolutions des grands systèmes qui structurent notre société, adoptant un cadre méthodologique rigoureux et des hypothèses précises. Elle formule quatorze recommandations de court terme pour que l'objectif de neutralité reste tenable. Les analyses et données qui suivent sont pour l'essentiel extraites de cette étude. L'étude a été réalisée par un consortium (Enerdata, Carbone 4, Solagro et le sociologue Stéphane Labranche) et pilotée par un comité formé par les entreprises conduisant l'étude, qui a arbitré un certain nombre de choix et validé les différentes analyses et étapes.

La méthodologie de l'étude ZEN a consisté à explorer la taille possible du puits de carbone national en 2050, puis à examiner les moyens permettant de réduire les émissions des différents secteurs pour que l'ensemble de celles-ci arrivent au niveau de ce puits. L'analyse du secteur énergétique est donc faite en cohérence avec celle des autres secteurs, et en cohérence avec la disponibilité de biomasse produite sur le territoire national. L'une des

(1) L'étude a été publiée le 20 mai, et est disponible gratuitement sur le site : www.epe-asso.org

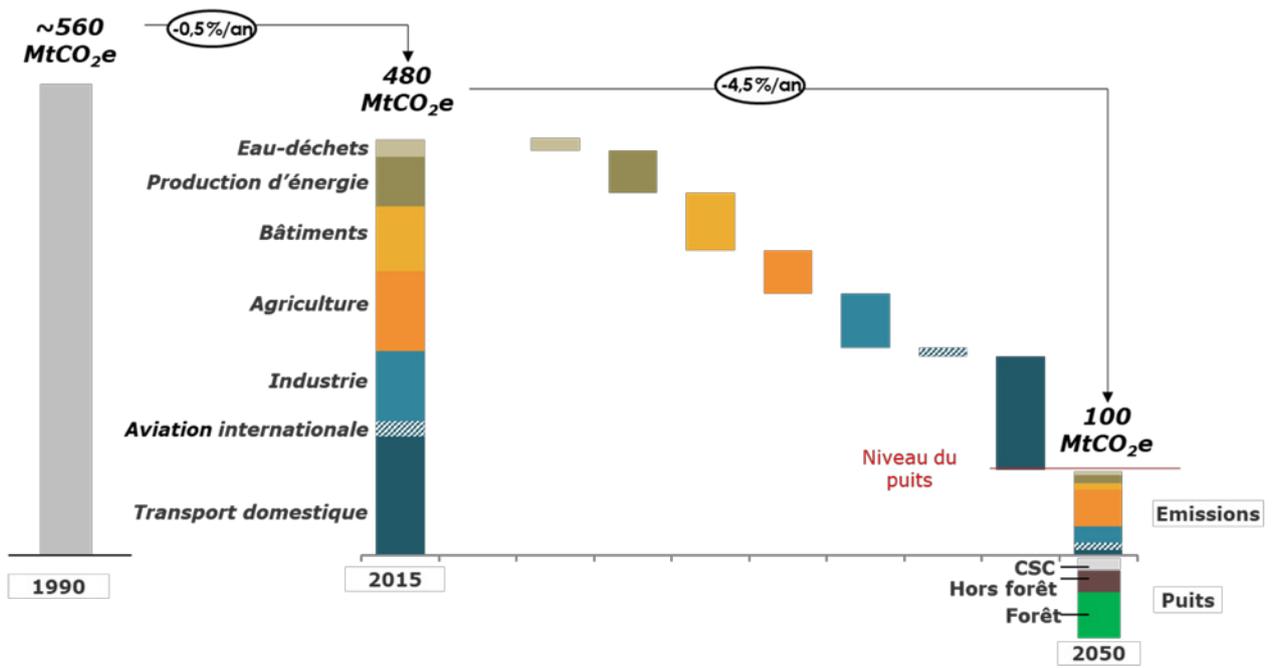


Figure1 : Émissions de GES en France (2015-2050, MtCO₂eq), étude ZEN 2050, EpE

hypothèses de travail de l'étude est en effet que la neutralité est obtenue avec les ressources du territoire. Ce choix, commode pour les modélisations, est aussi cohérent avec le fait que la France est bien dotée en terres fertiles ou forestières, elle se situe à peu près dans la moyenne européenne. Si elle devait en plus avoir lourdement recours à une biomasse importée, ou à une compensation de ses émissions résiduelles par des forêts à l'étranger, il est probable qu'elle entrerait en concurrence avec d'autres pays (Chine, Inde...) eux aussi demandeurs de cette biomasse importée ; les pressions induites sur l'accès à la ressource pourraient créer des déstockages massifs de carbone par le jeu de déforestations.

Zéro émissions nettes en 2050

L'étude fait l'hypothèse que le puits de carbone pourrait atteindre un niveau de 100 MtCO₂eq ; elle en déduit la réduction des émissions à opérer pour que leur total soit égal à ce puits estimé, et donc pour atteindre la neutralité carbone.

Un changement sans précédent

Le rythme annuel de réduction des émissions de gaz à effet de serre requis entre 2015 et 2050 (environ 4,5 %) apparaît très largement supérieur à celui effectivement constaté entre 1990 et 2015 (environ 0,5 % par an, obtenu surtout par des réductions dans l'industrie) ; le puits est pour sa part presque doublé en 2050. Atteindre la neutralité à l'échéance 2050 suppose des transformations profondes des grands systèmes sociotechniques constitutifs de la société et de l'appareil productif. Cet article se concentre sur deux d'entre eux : le système de la biomasse – de l'agriculture et la sylviculture à l'alimentation –, et le système énergétique.

Il convient de préciser que l'étude ZEN est construite sur la base des mêmes hypothèses de progression annuelle

du PIB de l'économie française que les scénarios préparés par le ministère de la Transition écologique et solidaire, soit des valeurs de 1,3 à 1,4 % jusqu'à 2030, puis de 1,7 % par an jusqu'à 2050. Les analyses sont donc compatibles avec ces hypothèses de croissance.

Alimentation, agriculture, forêt et usage des sols

Le système alimentation-agriculture-forêts-usage des sols peut être décrit ainsi : les terres agricoles et forestières fournissent des bioressources consommables permettant de répondre aux besoins de la société (alimentation humaine et animale, matériaux, énergie). Leurs modes d'exploitation mobilisent des intrants, énergétiques ou non. L'ensemble des pratiques agricoles et sylvicoles contribue à l'émission de GES et d'autres polluants, et influe également sur la capacité de ces surfaces à stocker du carbone, à préserver la biodiversité et à offrir des services environnementaux, culturels et économiques. La recherche d'une meilleure gestion de ce système, dans la perspective de la neutralité carbone, est ainsi extrêmement complexe.

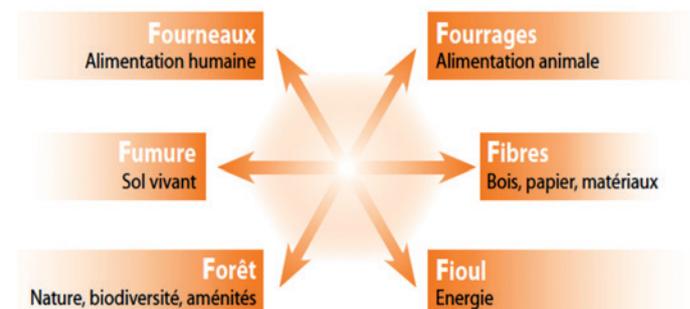


Figure 2 : Les « 6F » des usages de la biomasse, Afters2050.

2050 : des puits de carbone largement accrus

En 2015, la capacité annuelle d'absorption des puits était estimée à 50-60 MtCO₂ (selon le périmètre et la méthode de calcul, les incertitudes étant fortes). Dans la projection 2050 proposée par l'étude, les puits de carbone sont en forte augmentation et sont estimés à un montant net de 100 MtCO₂. Ils sont au nombre de trois :

- Le puits forestier vient de l'accroissement biologique annuel de la biomasse forestière. Son dimensionnement correspond à un choix de scénario de sylviculture : des prélèvements élevés réduisent la capacité des puits. Mais ils permettent de produire plus de bois matériau et d'énergie, évitant ainsi des émissions de CO₂ par leur substitution à des énergies fossiles ou à des matériaux d'origine minérale, tout en réduisant le risque de déstockage accidentel (incendies, maladies, tempêtes) et en augmentant la résilience de la forêt. Au-delà de l'arbitrage entre puits et production de biomatériaux, il s'agit aussi de maintenir la multifonctionnalité des forêts, d'une part, en préservant leur biodiversité et leur vocation récréative et, d'autre part, en assurant leur adaptation au changement climatique. Le puits de carbone forestier retenu dans l'étude ZEN 2050 est adapté du scénario « dynamiques territoriales » de l'étude INRA-IGN⁽²⁾, un scénario médian entre les approches extensification et intensification. Ce niveau d'exploitation de la forêt permet de générer un niveau plus important de bois que la situation actuelle (environ 60 Mm³ en 2050, contre

42 Mm³ en 2015). Les grumes sont orientées vers des usages en tant que matériaux, les houppiers vers le bois-énergie pour satisfaire une demande de bois-énergie (individuelle ou collective) essentiellement locale, ou alimenter des unités de pyrogazéification ou méthanisation fournissant du gaz plus facile à transporter, stocker ou utiliser.

- Le puits non forestier est obtenu en limitant fortement l'artificialisation des sols, et surtout en adoptant des pratiques favorisant le stockage du carbone dans les sols agricoles : agroforesterie, couvert permanent, cultures intermédiaires... Ces pratiques permettent d'aboutir à un puits d'environ 20 MtCO₂ en 2050, alors que le solde actuel est une source nette d'émissions de 7 MtCO₂. Comme pour le bois, le choix de ces différentes stratégies influence la quantité de biomasse disponible.
- Le troisième puits réside dans le captage du CO₂ en sortie de cheminée et dans son stockage en souterrain, ou dans son utilisation comme matière première industrielle. Sa faisabilité technique est avérée, son acceptation par la population encore incertaine, ce qui conduit à retenir une hypothèse prudente de volume. Nous n'en reparlerons pas davantage dans cet article.

Le gisement de biomasse, fruit de ce nouveau système agro-alimentaire

L'étude ZEN 2050 recense les quantités de biomasse disponibles pour les usages énergétiques dans ce système agricole transformé pour être un meilleur puits de carbone.

Cette étude retient l'hypothèse que les usages non énergétiques bénéficient d'une certaine priorité par rapport aux usages énergétiques. L'alimentation reste prioritaire : l'alimentation animale est significativement réduite

(2) « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois françaises dans l'atténuation du changement climatique ? », INRA, IGN, novembre 2017.

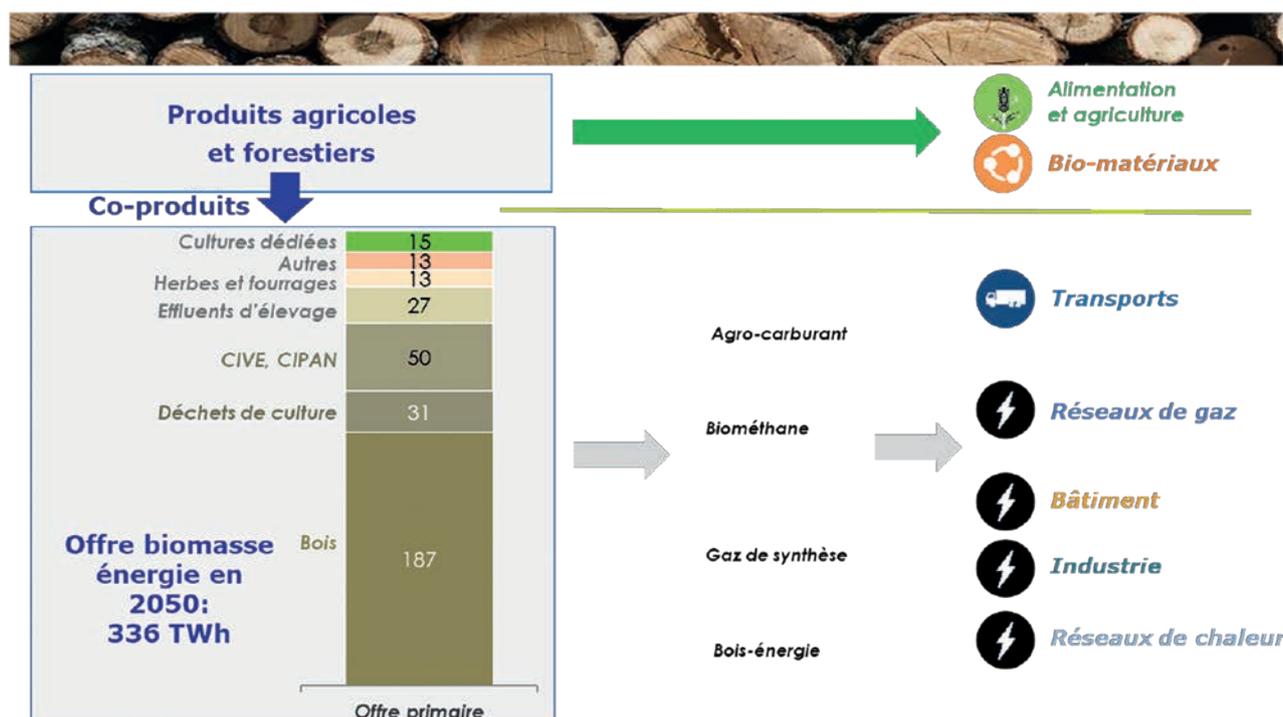


Figure 3 : Offre d'énergie primaire et finale pour la biomasse (2050, TWh). Source Étude ZEN 2050, EpE, Solagro.

par la baisse du cheptel et par l'élevage au pré, ce qui correspond à une transformation du contenu de l'assiette non détaillée ici, mais bien réelle. Les usages du bois et de la biomasse pour la fourniture de matériaux (papier, mobilier, construction bois, fibres textiles...) ou d'intrants (biogaz en remplacement du naphtha), produits et matières premières d'une nouvelle chimie verte, sont eux aussi privilégiés, car ils constituent une alternative à l'utilisation de ressources fossiles et préservent la fonction de stockage du carbone dans les produits. La priorité donnée à ces usages (y compris pour leur exportation) limite la quantité de biomasse disponible pour des usages énergétiques.

L'étude fait en revanche l'hypothèse que les pratiques agricoles accroissent la biomasse produite, au travers de cultures intermédiaires (CIVE⁽³⁾) et CIPAN, dont les racines font du sol un puits de carbone et les feuilles constituent une biomasse méthanisable ou un aliment pour animaux), d'effluents d'élevage mieux valorisables, de déchets de culture orientés vers la méthanisation ou autres procédés. Les cultures dédiées restent au même niveau qu'actuellement et servent essentiellement à la production de bio-carburants.

L'étude arrive ainsi à une biomasse utilisable pour des usages énergétiques d'environ 330 à 350 TWh, le bois inclus comme décrit *supra*. Une certaine prudence est néanmoins de rigueur, car l'étude ne prend pas en compte les effets du changement climatique sur la biomasse, alors qu'ils peuvent être significatifs : en 2018, la sécheresse a anéanti sur une large partie de la France les cultures intermédiaires semées après la moisson et qui n'ont donc pas pu lever. L'usage de la biomasse doit aussi être conçu au niveau local, des territoires, compte tenu du coût énergétique de son transport. L'estimation ci-dessus dépend donc de nombreux facteurs.

En 2050, rien ne se perd !

Dans l'étude ZEN 2050, une autre source de biomasse est envisagée, celle constituée par les déchets. Fidèle aux principes de la hiérarchie de traitement des déchets, la réduction des émissions des déchets passe d'abord par une diminution de la quantité de ceux-ci (de 290 kt en 2015, à 240 kt en 2050).

Dans un second temps, l'augmentation du recyclage des déchets (50 % en 2015, contre 80 % en 2050) limite l'incinération et l'enfouissement.

Enfin, l'électrification des procédés (entre autres dans les stations de traitement des eaux usées) et le captage du méthane (80 % en 2050, contre 45 % en 2015) permettent non seulement de réduire les émissions relatives au traitement des déchets, mais aussi, par leur valorisation, de contribuer à l'augmentation de la part d'énergie dite renouvelable dans le mix gazier.

L'étude esquisse aussi les usages de cette énergie tirée de la biomasse.

(3) CIVE : culture intermédiaire à vocation énergétique ; CIPAN : culture intermédiaire piège à nitrates.

Une transformation du modèle énergétique

La limite sur la biomasse disponible oblige à s'interroger sur les alternatives aux énergies fossiles pour chaque usage. Le système énergétique présenterait en 2050 des caractéristiques radicalement différentes par rapport à ce qu'il est aujourd'hui, notamment du point de vue de la production et de la décarbonation des différents vecteurs. La construction de l'image ZEN 2050 a conduit à privilégier les solutions économes en biomasse : l'émergence de la voiture électrique et des transports collectifs électrifiés en est l'exemple le plus perceptible.

La demande en énergie prend en compte la problématique de l'acceptation par la population de différentes sources d'énergie et l'exigence de conserver les terres pour la végétation (puits de carbone) plutôt que pour des usages artificiels (emprise au sol des éoliennes ou des panneaux photovoltaïques).

Les contraintes pesant sur toutes les sources d'énergie (conflit d'usages des sols, acceptabilité, contraintes physiques) ont ainsi conduit à privilégier l'efficacité dans l'usage de l'énergie : la consommation finale d'énergie serait, en 2050, divisée par deux pour atteindre un peu moins de 1 000 TWh, dont un tiers serait satisfait par la biomasse. La Figure 4 ci-dessous montre une répartition plausible de cette demande finale par secteur.

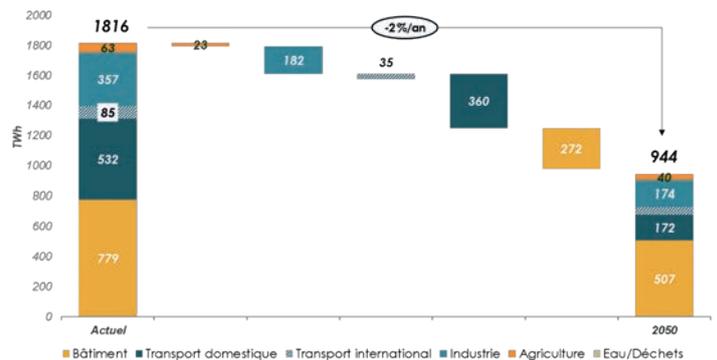


Figure 4 : Consommation d'énergie finale en France (2015-2050, TWh), étude ZEN 2050, EpE.

- **Le transport** : l'électrification est une solution qui peut être massive, même si les véhicules électriques affichent encore certaines limites. Le rendement du moteur électrique est aussi meilleur que celui du moteur thermique, ce qui diminue les besoins en énergie. En revanche, le véhicule électrique ne peut satisfaire les besoins en transport routier lourd ou de longue distance, qui pourra avoir recours au bio-GNL et au GNL. La possibilité d'utiliser de l'hydrogène vert (produit à partir de sources renouvelables) dépendra de ruptures technologiques et d'une massification permettant d'en réduire les coûts ;
- **Le résidentiel-tertiaire** : même bien isolés et largement électrifiés (pompes à chaleur), les bâtiments ont besoin d'énergie pour le chauffage en hiver. Le système électrique ne permettra pas d'y répondre intégralement, une part de ces besoins serait donc satisfaite par des réseaux de chaleur, du bois et du gaz. L'étude envisage

même que quelques centrales au gaz seraient encore en service pour couvrir ces pointes hivernales ;

- **Le transport aérien** : le kérosène n'est pas remplaçable par d'autres formes d'énergie compte tenu de ses qualités de densité énergétique, à l'exception des biocarburants, dont le caractère durable répond à des critères précis. Les quantités disponibles, si l'on accorde la priorité aux usages de chauffage ou d'industrie, ne permettraient pas de fait de soutenir la croissance du trafic envisagée aujourd'hui par le secteur. C'est l'un des secteurs où l'étude ZEN 2050 suggère que des ruptures technologiques soient recherchées et développées si l'on veut poursuivre la croissance du secteur au rythme mondial actuel.
- **L'industrie**, quant à elle, s'engage déjà dans des démarches d'électrification accélérée de ses *process*, ainsi que dans la substitution de biomasse (combustibles solides de récupération) aux énergies fossiles dans certains procédés comme la fabrication de clinker.

Les différents leviers mobilisables par les différents secteurs et les émissions résiduelles peuvent être résumés dans le tableau ci-après.

L'intérêt de l'étude ZEN est d'avoir rassemblé les acteurs et les *roadmaps* de tous les secteurs. Elle a ainsi pu rassembler les demandes de biomasse par les différents secteurs, soit pour des usages chaleur (résidentiel-tertiaire), pour produire soit du gaz vert (méthanisation, pyrogazéification, biogaz), soit des carburants liquides (biocarburants) ou de l'électricité (centrales au gaz renouvelable ou au bois). Leur addition fait apparaître une forte concurrence entre ces demandes et augure de tensions probables sur les marchés. C'est pourquoi le choix a été fait, dans tous les secteurs, d'utiliser les autres alternatives plutôt qu'un recours massif à la biomasse. La demande en

biomasse des différents secteurs, en plus des demandes déjà existantes en matière d'alimentation, de matériaux et d'énergie, viendrait empêcher la fourniture de services écosystémiques vitaux, puits de carbone ou maintien de la biodiversité : l'ensemble du territoire ne peut passer à la culture intensive.

Une recommandation : développer, gérer et valoriser les différents services de la biomasse

Dans l'étude ZEN 2050, comme dans la Stratégie nationale bas carbone récemment publiée, la biomasse issue des déchets, de l'agriculture et de la forêt jouerait ainsi un rôle clé pour remplacer les énergies fossiles. De ce fait, sa disponibilité serait, hors importations, un facteur contraignant pour l'économie, même dans l'hypothèse faite d'une efficacité énergétique accrue.

La gestion des concurrences et des synergies entre ces usages et ces services (alimentation humaine, alimentation animale, biodiversité et services associés, capture de carbone, amendement des sols, matériaux) à satisfaire par la biomasse agricole et forestière pourrait sans doute être encadrée localement et nationalement par une gouvernance intersectorielle. L'étude fait en effet l'hypothèse que la très large majorité des usages énergétiques valoriserait des coproduits ou des déchets agricoles et forestiers (cultures intermédiaires, rejets...) non utilisables pour l'alimentation. Le marché ne pouvant seul faire cet arbitrage, cela pourrait être assuré par un mécanisme dédié ; c'est l'une des principales recommandations formulées en conclusion de l'étude ZEN 2050.

Au-delà du seul usage énergétique de la biomasse et de la transformation du système énergétique dans le sens de l'efficacité et de la sobriété, l'étude ZEN 2050 suggère de réfléchir à une nouvelle économie de l'agriculture et des espaces ruraux et, plus largement, à de nouveaux modes de vie. Cette nouvelle économie accompagnerait des transformations profondes du secteur de l'alimentation et serait conçue à l'échelle de territoires localement plus polyvalents. Enfin, l'importance accordée à l'équilibre énergétique et les tensions sur la disponibilité de la biomasse conduiraient à un nouvel aménagement du territoire intégrant une forte limitation de l'étalement urbain, de façon à privilégier, entre autres, la fourniture de biomasse et l'accroissement du puits de carbone.

Ces transformations sont d'une telle profondeur, que leur acceptation est subordonnée à leur compréhension et à leur appropriation par une large majorité des Français. Au-delà de l'examen du rôle de la biomasse dans le système énergétique, c'est ce que proposent et à quoi œuvrent les entreprises porteuses de l'étude ZEN 2050.

	Secteur	Principaux leviers mobilisables	Emissions résiduelles
Modérée (~50%)	Agriculture alimentaire	Pratiques agricoles, assiette (élevage), fabrication des engrais, biocarburants et efficacité énergétique	Fermentation entérique, machines, décomposition des engrais
	Aviation internationale	Biokérosène, efficacité énergétique, nouvelles technologies	Combustion de carburants fossiles
Forte (70-90%)	Industrie	Economie circulaire, efficacité énergétique, substitution et décarbonisation des vecteurs, optimisation des process (ciment, réfrigération...)	Certains process industriels (clinker, chimie, acier, verre...)
	Eau et déchets	Diminution gaspillage, valorisation matière et énergie, réduction fuite méthane	Incinération déchets médicaux et dangereux, fuites de méthane, émissions stations d'épuration
Quasi-totale (>90%)	Production énergie	Décarbonation des vecteurs (électricité, chaleur), mobilisation de la biomasse (bois-énergie, biogaz), flexibilité et stockage	Gaz réseau non décarboné dont fuites, combustion biomasse
	Bâtiments	Rénovation, Etiquette énergie BBC, changement vecteur énergétique (gaz, PAC), construction A, Systèmes de gestion de l'énergie, domotique et comportements, limitation fuites de climatisation	Densification, attractivité des centre-ville et bourgs
+ 50 à 100%	Transport domestique	Décarbonation, optimisation du remplissage, report modal, efficacité moteur, aménagements urbains	Aviation, véhicules hybrides, GNV non décarboné
	Puits carbone	Intensité de la sylviculture, pratiques agricoles, CCS, réduction de l'artificialisation des sols	-

Figure 5 : Évolutions des émissions, leviers et émissions résiduelles par secteur, étude ZEN 2050, EpE.

Géopolitique de l'énergie à l'horizon 2050

Par Olivier APPERT

Conseiller du centre Énergie de l'IFRI

Depuis un siècle, l'accès à l'énergie fait l'objet de conflits géopolitiques entre États. Dans le contexte de la transition énergétique, ces conflits persisteront. Mais de nouveaux acteurs non étatiques joueront également un rôle croissant. Enfin, l'accès aux métaux critiques et aux technologies indispensables pour permettre cette transition introduit une nouvelle dimension de la géopolitique de l'énergie.

Le changement climatique mobilise la communauté internationale au fil des COP. L'Accord de Paris a permis de relancer le processus qui s'était enlisé depuis plusieurs années. Les débats internationaux portent sur les mesures à prendre pour limiter la hausse de température à 2°C, voire 1,5°C, et pour engager une transition vers un monde neutre en carbone.

Cette mobilisation annuelle plus ou moins consensuelle doit être replacée dans le contexte des enjeux géopolitiques qui ont marqué le secteur de l'énergie depuis un siècle. Ils continueront à jouer un rôle majeur pendant encore des décennies. Ils pourraient même bouleverser la donne énergétique à court terme. Ces enjeux portent d'abord sur l'offre et la demande d'énergie. Il y a ensuite le

rôle déterminant que jouent les États dans les conflits de pouvoir liés à la mobilisation des ressources. Mais dans le contexte de la transition énergétique, des acteurs non étatiques sont appelés à jouer un rôle croissant. Enfin, le déploiement des énergies renouvelables présente des défis géopolitiques d'un type nouveau.

La géopolitique de l'offre et de la demande

Dès l'origine, le pétrole a fait l'objet de conflits géopolitiques. André Giraud, ministre de l'Énergie pendant le second choc pétrolier, avait coutume de rappeler que « le pétrole est une matière première à fort contenu diplomatique et militaire, avec une valeur fiscale indéniable et,

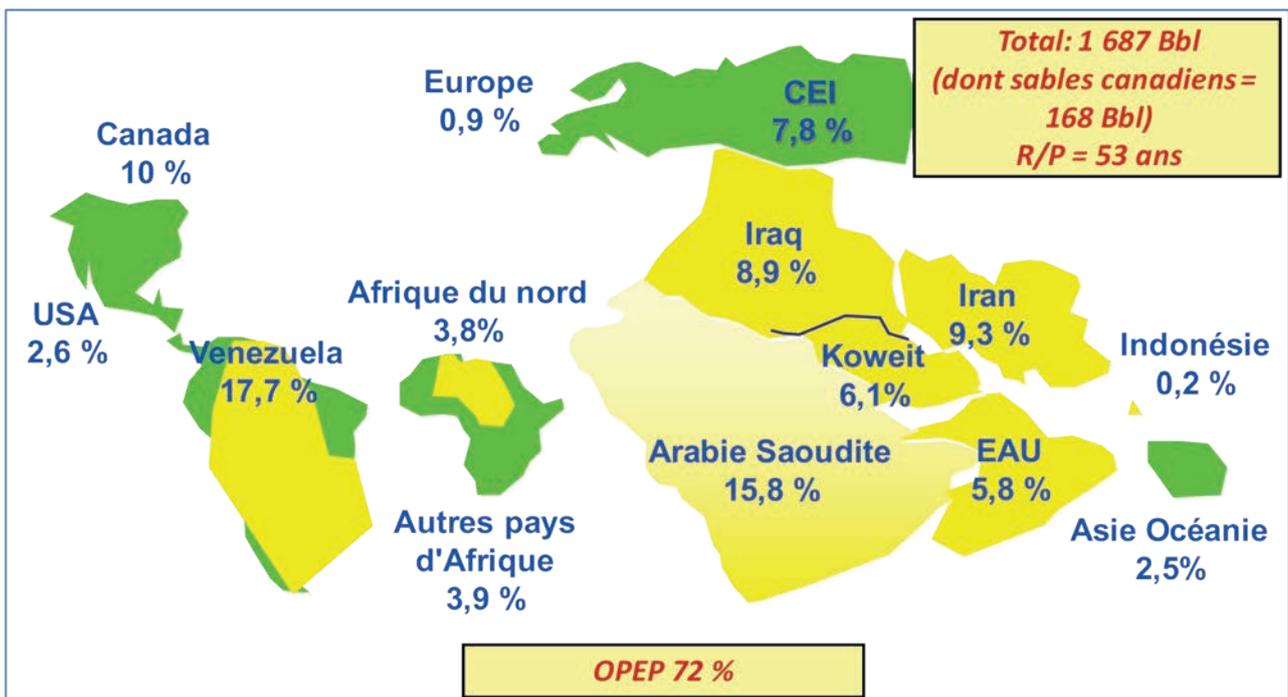


Figure 1 : Les réserves pétrolières mondiales (hors pétrole non conventionnel).

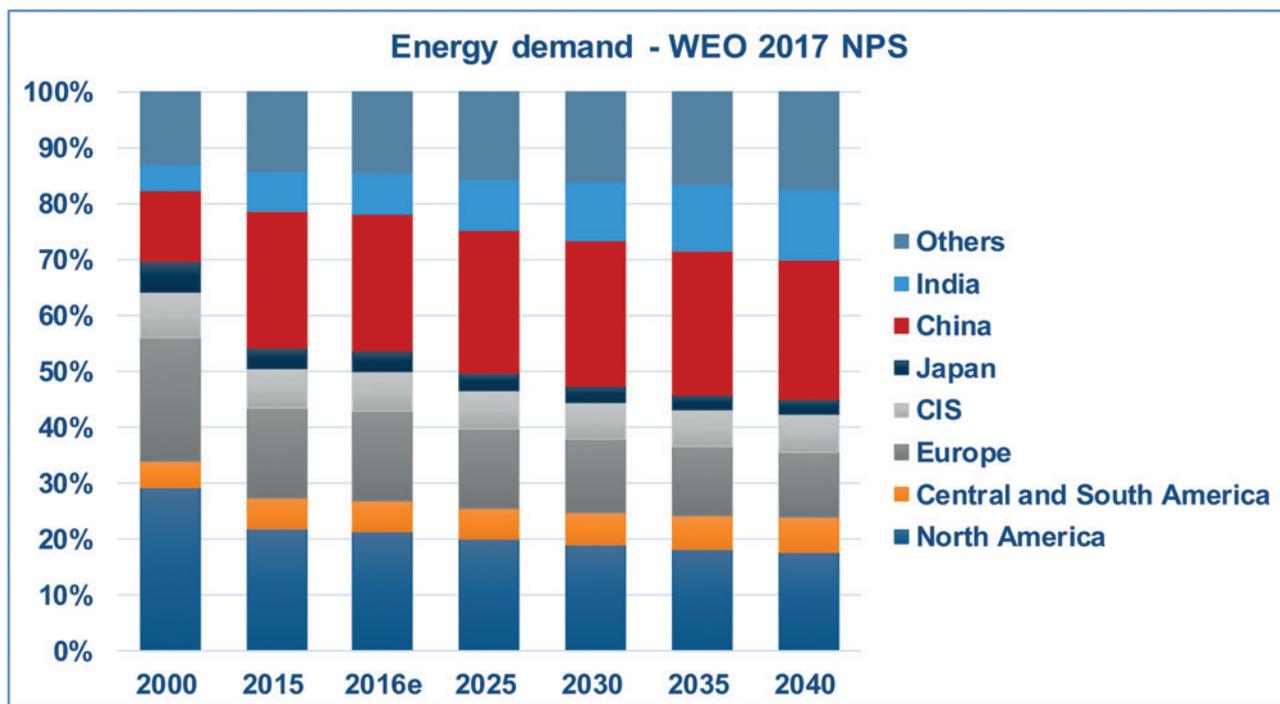


Figure 2 : Évolution de la demande d'énergie (scénario NPS 2017 de l'AIE).

accessoirement, un pouvoir calorifique ». Rappelons-nous également cette phrase de Clemenceau lors de la bataille de Verdun : « Une goutte de pétrole vaut une goutte de sang. » La bataille de Stalingrad a marqué l'arrêt des armées du Reich qui voulaient prendre le contrôle des ressources pétrolières de la mer Caspienne. De retour de Yalta, le Président Roosevelt, à bord du croiseur Quincy, signe avec Ibn Séoud, le roi d'Arabie Saoudite, un accord stratégique ouvrant aux États-Unis les ressources pétrolières de son pays. La dimension géopolitique du pétrole vient de l'inégale répartition des ressources au niveau mondial, alors qu'il est indispensable pour assurer la croissance économique mondiale. La carte de la page précédente, où la superficie de chaque pays est proportionnelle à ses réserves pétrolières, illustre parfaitement l'anomalie géologique que constitue le Moyen-Orient et les enjeux géopolitiques qui lui sont liés.

Il en est de même pour le gaz. Les deux tiers des réserves mondiales de gaz sont situées entre le 50^{ème} et le 70^{ème} méridien, et plus précisément en Russie, au Turkménistan, en Iran et au Qatar. Le conflit récent entre la Russie et l'Ukraine nous rappelle le rôle géopolitique du gaz.

Cependant, l'émergence des hydrocarbures non conventionnels change la donne comme nous le verrons ci-après.

La demande d'énergie présente elle aussi des défis géopolitiques compte tenu de la croissance de la consommation des pays émergents, en particulier la Chine et l'Inde. Le conflit pour l'accès aux ressources énergétique devient mondial. En 2000, les pays de l'OCDE consommaient la moitié de l'énergie mondiale. Leur part ne représentera plus que 27 % en 2040 d'après les projections de l'Agence internationale de l'énergie. La demande de l'Amérique du Nord reste stable sur la période alors qu'elle baisse de

0,5 % par an dans les pays de l'OCDE Europe et Asie. La part de la Chine se stabilise suite au ralentissement de sa croissance et au changement de son modèle économique. Le relais est pris par l'Inde, qui double sa consommation, et par les autres pays émergents.

Ainsi, le secteur de l'énergie est confronté à une compétition accrue pour l'accès aux ressources

Les stratégies des États

Les États-Unis ont de tout temps joué un rôle majeur dans la géopolitique de l'énergie. Il y a un siècle, les États-Unis étaient les principaux producteurs de pétrole au monde. Ils ont profité de leur *leadership* pendant la Première Guerre mondiale. Lorsque le potentiel considérable du Moyen-Orient est devenu une évidence, ils ont cherché à contrôler les ressources de cette région tant en Arabie Saoudite (accords signés avec Ibn Séoud, en 1945) qu'en Iran (renversement du Premier ministre iranien, Mossadegh, en 1952) : cela leur a permis de faire face à l'augmentation considérable de leur demande et à la baisse structurelle de leur production intérieure. La révolution iranienne en 1979 et les attentats du 11 septembre 2001 ont fait perdre aux États-Unis deux de leurs principaux alliés, l'Iran et l'Arabie Saoudite. Cependant, la révolution des hydrocarbures non conventionnels a complètement rebattu les cartes. Les États-Unis sont devenus aujourd'hui les premiers producteurs mondiaux de produits pétroliers et ils devraient retrouver en 2020 leur indépendance énergétique totale pour la première fois depuis 1952. Cela leur a permis de disposer d'une certaine latitude vis-à-vis du Moyen-Orient ou de la Russie. Le Président Trump ne parle plus d'"energy independence" comme son prédécesseur, mais d'"energy dominance". Le nouvel ordre économique mondial dessiné par Trump va bouleverser à l'évidence la géopoliti-

tique de l'énergie. Le retrait progressif du Moyen-Orient et le refus américain du multilatéralisme qui prévalait depuis 1945 vont ouvrir des opportunités majeures pour la Chine et la Russie, dont elles profitent déjà tant auprès des pays producteurs que des pays émergents. Cependant, apparaissent d'ores et déjà les limites de cette politique, dans le contexte, par exemple, du conflit commercial avec la Chine et des tensions avec la Russie.

L'accès aux ressources énergétiques constitue en revanche le talon d'Achille de l'économie chinoise. Depuis dix ans, la consommation de pétrole en Chine a crû de 54 %, celle de gaz a doublé. Certes, le charbon joue un rôle majeur dans le mix énergétique du pays, mais la lutte contre la pollution urbaine conduit à une baisse de sa part (60,4 % en 2017, contre 74 % dix ans auparavant). Néanmoins, d'après l'AIE, il représentera encore environ la moitié de la consommation chinoise d'énergie en 2040. Pour faire face à une dépendance énergétique croissante (68 % pour le pétrole, 45 % pour le gaz), la Chine développe une politique très active dans les principaux pays producteurs d'hydrocarbures. Ses compagnies pétrolières, PetroChina, Sinopec et CNOOC, investissent massivement dans des gisements au Moyen-Orient, en Afrique, au Venezuela et même en mer du Nord. Elles bénéficient d'un appui diplomatique actif du gouvernement chinois et tirent profit de la mobilisation des entreprises chinoises fournisseuses de biens et de services.

La Russie, quant à elle, dispose de ressources considérables d'énergie : troisième producteur de pétrole mondial, deuxième producteur de gaz et cinquième producteur de charbon. La dépendance de l'économie russe par rapport aux recettes liées aux hydrocarbures reste considérable. La chute des prix du pétrole en 2014 a conduit la Russie à s'aligner sur la stratégie de l'OPEP, s'associant aux réductions de production. De tout temps, la Russie a utilisé l'arme du pétrole au service de ses intérêts politiques : c'était le cas auparavant à Cuba, et c'est le cas aujourd'hui, mais dans des conditions différentes, au Venezuela ou en Iran. La compagnie russe Rosneft, à l'image des compagnies chinoises, investit elle aussi dans les pays producteurs. La dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe représente un enjeu géopolitique spécifique. En raison du contexte conflictuel avec l'Ukraine, le gazier russe, Gazprom, cherche à contourner ce pays pour continuer à approvisionner le marché européen. Il a construit un gazoduc vers la Turquie et un second vers l'Allemagne *via* la mer Baltique : l'extension de ce gazoduc, Nord Stream 2, se heurte à l'opposition de la Commission européenne qui est soutenue non seulement par de nombreux pays européens, mais aussi par les États-Unis. À court terme, la renégociation du contrat de transit *via* l'Ukraine, qui arrivera à échéance le 1^{er} janvier 2020, reste au point mort en raison des tensions entre les deux pays et du contexte électoral actuel en Ukraine. Une absence d'accord pourrait conduire à une rupture de l'approvisionnement européen *via* l'Ukraine, dont les conséquences pourraient être graves : c'est une situation que l'on a déjà dû affronter dans un passé récent.

Dans le contexte de la transition énergétique, les pays du Moyen-Orient sont soumis au défi que représente la perspective d'un pic de la demande pétrolière à l'image de ce qui se passe en Europe. Ils sont contraints de transformer en profondeur leur économie rentière : les Émirats Arabes Unis ont déjà engagé le processus et l'Arabie Saoudite vient de lancer une stratégie ambitieuse en ce sens. Mais le chemin est encore long. L'instabilité de la région reste un défi géopolitique majeur pour le secteur. Les États-Unis ont engagé leur retrait du Moyen-Orient : cependant, l'on ne peut pas imaginer qu'ils se retirent complètement compte tenu de la présence d'Israël, qu'ils continueront à défendre, et de l'activisme de la Russie et de la Chine dans cette région, qu'ils veulent circonscrire. Les tensions croissantes entre l'Arabie Saoudite et l'Iran risquent de peser encore longtemps sur la stabilité de la région.

Dans ce contexte, l'Europe semble malheureusement peu présente. Cela est dû à sa dépendance énergétique croissante, et aux divergences entre les pays membres en ce qui concerne la politique énergétique et la diplomatie.

L'émergence de nouveaux acteurs non étatiques

De nouveaux acteurs non étatiques sont en train de prendre une importance croissante. C'est bien entendu le cas des ONG qui sont de plus en plus actives. Les organisations internationales jouent également un rôle central. C'est le cas du GIEC, malgré la lourdeur des institutions onusiennes. Le GIEC a survécu après l'échec de la COP15 qui s'est tenue à Copenhague en 2009 : il est aujourd'hui confronté au retrait de plusieurs pays, à commencer, bien entendu, celui des États-Unis.

Pour sa part, l'AIE joue un rôle de conseil qui va croissant en matière de politique de l'énergie et de l'environnement : son influence s'étend en effet bien au-delà des seuls pays membres de l'OCDE. L'OPEP s'arc-boute sur une position de défense des intérêts des pays producteurs de pétrole. La crise résultant de la chute des prix du pétrole a montré que l'organisation n'était plus en mesure de contrôler seule le marché pétrolier, comme elle l'a fait depuis 1973. L'OPEP a dû faire appel en 2016 à la solidarité d'autres pays producteurs pour arrêter la chute des prix, à commencer par la Russie qui a trouvé là une occasion de renforcer sa position diplomatique au Moyen-Orient.

Les villes s'engagent de plus en plus dans le débat. Ce n'est pas étonnant dans la mesure où, par exemple, le PIB de New York est comparable à celui de l'Australie. Elles prennent des engagements dans les domaines de l'énergie et de l'environnement. C'est le cas aussi aux États-Unis, où certains États et villes ont pris des mesures en faveur de la transition énergétique.

De même, les entreprises s'engagent dans le débat et proposent leurs solutions. C'est le cas, par exemple, de Total ou d'Equinor. À noter également le changement de posture d'Exxon.

L'implication de ces nouveaux acteurs complexifie le débat géopolitique, qui, jusqu'à présent, était concentré entre les mains des États.

Les nouveaux défis politiques que posent les énergies renouvelables

Le déploiement à grande échelle dans le monde des énergies renouvelables et des énergies bas carbone introduit une nouvelle dimension de la géopolitique de l'énergie. En effet, ces énergies nécessitent la mobilisation de ressources importantes de métaux « critiques » et la maîtrise de certaines technologies.

La géopolitique du pétrole a toujours été liée à l'accessibilité de la ressource et à la maîtrise du prix du baril. La géopolitique des énergies de la transition énergétique est elle aussi liée à l'accessibilité et au prix de nombreuses matières premières dites critiques. C'est en particulier le cas de terres rares (dysprosium, néodyme...). Ainsi, la Chine représente environ 80 % de la production mondiale de terres rares : les prix ont flambé récemment lorsque ce pays a introduit en 2010 des restrictions à l'exportation de celles-ci. Les besoins considérables liés au stockage de l'électricité posent le problème de la disponibilité du lithium et du cobalt. La moitié de la production de lithium est concentrée au Chili et en Chine. 64 % du cobalt consommé dans le monde est produit en République

démocratique du Congo (RDC) : les entreprises chinoises contrôlent la moitié de la production de ce pays et 52 % du cobalt est raffiné en Chine. Parmi les ressources minérales, le cuivre présente lui aussi une grande criticité. Ainsi, une turbine éolienne de 2 MW consomme à elle seule près de 1,55 tonne de cuivre pour sa construction et son raccordement au réseau. D'après certaines estimations, les besoins en cuivre à l'échéance de 2050, tant dans le secteur électrique que dans celui de l'automobile, dépasseront les réserves estimées à ce jour. Les ressources potentielles en minerais et métaux sont certes importantes, mais les délais d'exploration et de mise en production de nouvelles mines sont longs, au moins dix ans. Le recyclage offre un potentiel significatif. Mais, dans ces deux cas, la volatilité importante des prix représente un risque financier majeur pour les investisseurs. Des travaux sont engagés pour trouver des alternatives, mais l'on n'en est qu'au niveau de la R&D.

Enfin, une autre nouvelle forme de géopolitique est liée à la maîtrise et au transfert de technologies. Ainsi, en 2015, la moitié des producteurs de turbines d'éoliennes étaient chinois, ainsi que quatre des cinq premiers producteurs de panneaux solaires. La Chine a également acquis une avance considérable dans la fabrication de batteries.

Cette situation représente un nouveau défi géopolitique, dont on commence seulement à prendre conscience.

A carbon-free world – What is Russia's response?

Par Tatiana MITROVA

PhD, Director, Energy Center, SKOLKOVO Business School

et Yuriy MELNIKOV ⁽¹⁾

Senior analyst, Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO

The article reviews the impact of decarbonization and the global Energy Transition on Russia, analyzing Russia's position in relation to climate change and decarbonization agenda. Unlike some European countries, Russia has not yet made decarbonization of the energy sector a strategic priority. This is partially explained by the fact that there is a degree of skepticism among the stakeholders in relation to global climate change. Ranking fourth in the world in terms of primary energy consumption and the volume of carbon dioxide emissions, Russia continues to rely on fossil fuels, while its GDP energy intensity remains high amid relatively low energy prices and high capital costs. The share of RES in the energy mix (solar and wind power) is negligible and is not projected to rise above 1% by 2040. However, there is no denying that the Russian energy sector is beginning to feel the impact of increasing global competition, growing technological isolation due to sanctions and ongoing financial difficulties. Quite apart from the impact of global climate change agenda, these factors present Russia with the necessity to produce a new development strategy for its energy sector, which has been and remains crucial for its economy.

Introduction

Russia holds a strategic position in the global energy system, which means that its response to the decarbonization agenda impacts not only itself but also the rest of the world. In terms of primary energy consumption and electricity production, it holds the fourth place – after China, US and India. This also applies to the volume of carbon dioxide emissions produced while using oil, gas and coal for combustion related activities [2].

In addition, although Russia accounts for just 3% of the global GDP and 2% of the global population, it is responsible for 10% of global primary energy production, 5% of global primary energy consumption and 16% of international energy trade [1]. It is also the world's top exporter of energy resources (#2 for oil exports, #1 for gas exports and #3 for coal exports, according to BP and IEA in 2017 [2, 3]).

With an economy which is heavily reliant on hydrocarbon export revenues, Russia will face long-term challenges presented by the drive for decarbonization. In the past, it had managed to capitalize on its position as a top exporter

of fossil fuels, growing its energy exports dramatically. From 2000 to 2005, energy exports went up by an unprecedented 56% [1], exceeding USSR's total energy exports, boosting the national economy and solidifying Russia's "energy superpower" position. However, the 2008 world financial crisis put a stop to this upward trend. In 2011-2014 export volumes stagnated even given high oil prices, and so did GDP at the oil price of 110 \$/bbl, as the shortage of petroleum revenues made itself known. This undoubtedly pointed to profound structural economic problems.

In recent years Russia's oil and gas export revenues have declined from the peak of 2008-2012 following falling hydrocarbon prices. Still, as recently as 2017 hydrocarbons accounted for 25% of GDP and 39% of federal budget revenues, 65% of foreign export revenues, and nearly 25% of total investments in Russia's economy [4].

It follows that Russia views rising RES targets and a transition towards decarbonization as a significant potential threat to its export revenues and therefore to its economic security [5]. However, there is no denying that the role of hydrocarbons will unavoidably change in the next two decades as the global market is undergoing a major transformation. It is expected that a reduction in demand for Russian hydrocarbons coupled with changing global markets will mean that the contribution of oil and gas in the Russian GDP will halve from 31% in 2015 to 13-17% by 2040 (depending on the scenario, ERI RAS estimates) [1].

(1) Moscow School of Management SKOLKOVO, Energy Centre. Novaya ul. 100, Skolkovo village, Odintsovsky District, Moscow Region, 143025, RUSSIA, E-mail: Tatiana_Mitrova@skolkovo.ru – Telephone number: +7(965)2158832

Russia cannot hope that this downward movement will be mitigated by any internal factors. GDP growth projections have been revised downwards to 1-2% per annum due to the systemic economic crisis, international financial and technological sanctions and an unfavourable investment climate [6]. Gone are the years of high GDP growth (7-8% per annum) in the first decade of this century. Russia is feeling the impact of a stagnating economy, flat domestic energy demand, the necessity to keep domestic regulated prices unchanged and insufficient investment in deployment of new technologies. This situation, which limits investment capacity, is further compounded by high cost of capital in the domestic financial market and the negative impact of financial sanctions.

Russia's climate change policy

The global Energy Transition is to a large degree driven by decarbonization agenda. Following the signing of the Paris Agreement, individual countries and regions set goals for reducing the carbon footprint in the energy sector. Carbon taxes, emissions trading systems, etc. are being implemented to support national goals, and the effects are already seen in many economies – in 2008-2017, carbon content of electricity has decreased by 50-100 gCO₂/kWh in the European Union, United States, Canada, China, Australia, Kazakhstan and other countries [8].

To what extent is Russia following this agenda? The answer is not clear cut. The Russian Energy Strategy Up to 2035, a key document outlining Russia's strategic priorities in the energy sector, only mentions the Paris Agreement once: "In 2016, the Russian Federation signed the Paris Climate Agreement, which included, among other, the development by 2020 of a strategy of socio-economic development with a low level of greenhouse gas emissions for the period until 2050. In order to minimize possible negative consequences for the Russian fuel and energy complex from the implementation of this agreement, an extremely weighted approach is needed to take some additional regulatory measures to counter climate change" [9].

The desire for a weighted approach becomes evident if we consider the following:

- There remains skepticism in relation to the anthropogenic nature of climate change among stakeholders – senior representatives of the Russian Academy of Sciences as well as many State officials. They have publicly questioned the very concept of anthropogenic climate change.
- Russia's greenhouse gas emissions in fact fell by around 30% in the 1990s, during the period of an economic downturn and economic restructuring. In 1998-2008 emissions were increasing in line with GDP growth. And in 2010-2016, although Russia's GDP increased by 73%, the volume of emissions went up by just 12% [10].
- As of 2017, the Russian energy sector has a lower carbon footprint than, for example, Poland, Germany, Australia, China, India, Kazakhstan, the Arab countries of the Persian Gulf, the USA, Chile, South Africa and other countries [11]. Around 35% of electricity is generated

at carbon-free NPPs and large hydropower plants, and 48% comes from gas [11], with gas gradually displacing petroleum products and coal from the TPP fuel basket (the share of gas in the thermal plant electricity generation rose from 69% to 74% during 2006-2017).

The risks linked to the enforcement of climate agreements include:

- An impact on future fossil fuels exports (especially for coal exports, although natural gas exports could also be substantially affected by increasing emission reduction targets).
- Climate-related actions outside Russia could lower Russia's GDP growth rate by about a half of a percentage point [12].
- Russia faces the risks of growing market barriers to its exports of energy-intensive goods.

The combination of all the above factors lies behind Russia's unwillingness to set ambitious national decarbonization targets. Added to this is an objective need for investment for the implementation of decarbonization measures, not available in the current climate, and a resulting need to increase energy prices, which would potentially pose a risk of social unrest.

Finally, Russia's past decisions in respect of international environmental initiatives were made based on Russia's foreign policy. For example, in Soviet times, participation in global environmental initiatives was a way to collaborate with the West. In the 1990s, it was a means of integration in the international community and one of the major areas of US-Russian cooperation. In the 2000s, Russia used the environmental agenda for leveraging in negotiations with Western partners and attracting foreign investment [13].

It would take a similar perceived benefit this time to increase Russia's involvement in the international environmental cooperation. As of now, Russia has signed but not yet ratified the Paris Agreement, which stipulates a voluntary obligation to limit anthropogenic greenhouse gas emissions to 70-75% of 1990 emissions by 2030. If the agreement were not to be ratified, it would not improve Russia's position (and would likely trigger border carbon adjustment measures from other regions). It may help to diversify the economy, but there is no clear path for this at present.

Although Russia is not treating climate policy as a priority, it is not the case where technological development is concerned. The Russian government is aware of Russia's vulnerability in this area and does not wish it to fall behind the rest of the world where new energy technologies are concerned. At the same time "Energy Transition" technologies are definitely not the main focus of the Russian technological policy: the State Energy Development Programme approved in 2014 and amended in 2019 stipulates only "promotion of innovative and digital development of the fuel and energy complex" as a target together with all the new technologies in hydrocarbon production and processing – and there is no mention of low-carbon technologies [14].

As we have seen, cheap abundant hydrocarbons (primarily – natural gas) ensure both the competitiveness of the Russian economy and its energy security. Motivation for pursuing the climate agenda is limited to technological progress and Russia's desire to stay technologically up to date. Nevertheless, there is potential to create value for the Russian economy and attract investment in these key areas:

- Energy efficiency;
- Renewables;
- Decentralization and distributed energy resources;
- Digitalization;
- Hydrogen.

Energy Efficiency

As mentioned above, Russia has high energy intensity GDP, 1.5 times higher than the world average and that of the USA and twice that of the leading European countries [1]. The factors behind it include its sheer size, cold climate, a pronounced raw material structure, poor economic organization and lack of technological progress. The share of fuel and energy costs in the overall production costs in Russia is higher than in the developed and many developing countries [15].

Prior to the 2009 economic crisis, Russia was reducing its GDP energy intensity dynamically, and the gap between Russia and the developed countries was closing. A 40% reduction in GDP energy intensity was achieved in 1998-2008. However, post-2009 this reduction slowed down and even reversed.

Energy efficiency and conservation would be crucial for such an energy-intensive economy within the “Energy Transition”. IEA estimates that 30% of primary energy consumption and great volumes of hydrocarbons (180 bcm of gas 600 kb/d of oil and oil products and over 50 Mtce of coal per annum) could be saved in Russia if comparable OECD efficiencies were applied [16].

To limit energy consumption growth, several measures would need to be taken:

- structural energy conservation (changing the industrial and product structure of the economy);
- technical energy conservation (potential energy saving of 25 to 40%).

However, a combination of insufficient investment, administrative hurdles, lack of long-term financing (loans) for efficiency projects and relatively low natural gas prices means that Russian energy intensity remains high. Robust policies and a substantial increase in the energy prices would be needed to reverse this pattern.

Renewable Energy Sources

As we have seen, fossil fuels predominate in the Russian energy mix, with natural gas providing 52% of total primary energy demand, coal – 18% and oil-based liquid fuels – also 18%.

Carbon-free energy sources are represented primarily by large-scale hydro and nuclear power (which enjoys strong

state support). The role of solar, wind, biomass and other sources of renewable energy is negligible – less than 1% [1]. The total share of RES (including hydro, solar, wind, biomass and geothermal) in the Russian total primary energy consumption was just 3.2% in 2015. By the end of 2015, total installed renewable power generation capacity was 53.5 gigawatts (GW), accounting for around 20% of Russia's total installed power generation capacity (253 GW) with hydropower providing nearly all of this capacity (51.5 GW), followed by bioenergy (1.35 GW). Installed capacity for solar and onshore wind by 2015 totalled 460 MW and 111 MW, respectively [18].

According to the draft Energy Strategy of Russia for the period up to 2035 [9], the share of renewable energy in Russia's in the total primary energy consumption should increase from 3.2% to 4.9% by 2035. This includes Russia's approved plan to expand its total solar PV, onshore wind and geothermal capacity to 5.9 GW by the end of 2024.

In 2013 the Russian government passed Decree 449, which created a legal framework to establish a renewable energy capacity system in the country. It is designed to encourage the development of renewable energy in Russia, particularly focusing on wind and solar photovoltaics, and to a lesser extent, small-scale hydropower. Energy developers of projects can bid for capacity supply contracts with Russia's Administrator of the Trading System in annual tenders. Winning suppliers are paid both for the capacity they add to the energy system, and for the energy they supply [19].

Since then annual renewable capacity additions rose from 57 MW in 2015 up to 376 MW in 2018 (320 MW solar, 56 MW wind). What is more important CAPEX in the renewables auctions declined significantly in the last two years: by 35% for wind and by 31% for solar, according to the Energy Ministry [18].

As technological policy is the main driver behind Russia's interest in renewables, the country is primarily focused on building its own RES manufacturing capacity. Russia has set quite high level of domestically manufactured equipment required to qualify for the highest tariff rates, an essential component of many Russian RES projects' long-term feasibility. The percentage of Russian-made equipment required to avoid tariff penalties was relatively modest in the early days of the auction system, but has now risen to 65% for wind farms and small hydro, and 70% for solar until 2020, with the long-term target level of domestically manufactured equipment set by the government at 80%.

These high levels have been behind several tenders, especially in wind farm development, for which there has been little to no Russian-made equipment. The requirements have encouraged foreign firms to partner with Russian power companies and manufacturers. Several international joint ventures were established including Fortum and state-owned technology investor Rusnano's wind investment fund and WRS Bashni, a partnership between Spanish developer Windar Renovables, Rusnano and Russian

steel firm Severstal. Wind equipment was installed by Vestas Manufacturing Rus in Nizhny Novgorod region, while SGRE (Siemens-Gamesa Renewables) and Lagerwey are also entering the Russian market [19].

The problem is that the current support mechanism will expire in 2024 – Russia's unambitious RES targets and ambitious local equipment targets will be nearly met by this time and an influx of foreign renewables developers might stop if no new incentives for the RES market are created. But in order to create these incentives the Russian government should first define the long-term role of renewables in its energy mix. This is difficult to do without decarbonization agenda: as a country with the world's largest natural gas reserves and the second-largest reserves of thermal coal, Russia does not see real value in switching from fossil fuels to zero-carbon energy sources. Despite the country's massive potential in wind and solar resources and the virtually limitless land available for development, the availability of oil, gas and coal is suppressing clean energy development.

According to IRENA [17], Russia theoretically has the potential to increase the projected share of renewables from 4.9% to 11.3% of total primary energy consumption by 2030. However, it cannot be achieved without a reassessment of energy strategy priorities and a wider transformation of the Russian energy system.

Decentralization, digitalization and distributed energy resources potential in Russia's centralized power system

Historically Russian energy system has always developed in an extremely centralized way. Russian electricity sector, for example, relies on a huge centralized power system, while distributed energy resources, including microgrids on renewables, are developing slowly and only in remote and isolated areas. Russia has one of the world's largest national centralized power systems with a single dispatch control – as of 2017, the total length of its trunk networks was over 140 thousand km, distribution networks over 2 million km and installed capacity of power plants - 246.9 GW. This energy system was created and historically developed on a hierarchical basis with centralized long-term planning bodies. For decades the centralized model has been and still remains the basis of the energy strategy. The role of distributed generation has historically remained significant only in the remote areas of the Far East, Siberia and the Arctic, which are too expensive to connect to a single network.

However, distributed energy resources (DER) penetration in the centralized system has begun, as is the case elsewhere in the world.

Decentralization in power sector started when globally the role of the economies of scale in power generation ceased to be significant due to technological improvements. The catalyst for this change was the emergence in the 1980s of gas turbines and reciprocated gas engines technologies. It was the reciprocated gas engines global market that showed steady growth rate (CAGR 17%) until the late

2000s [20]. For example, in USA distributed generation has played a role in the electric power sector for several decades [21]. Historically, these DERs have consisted of dispatchable resources; however, the recent increase of non-dispatchable PV capacity marks a change in this trend. BNEF' forecast shows that decentralization ratio will exceed 15% (as it is in Germany in 2017) in 8 countries by 2040 [22].

Global annual distributed generation capacity additions have already exceeded centralized one, and non-generation types of DER have even more potential than distributed generation (Demand Response and Energy Efficiency potential in USA in 2014 (37 GW) is higher than in CHP (18 GW) and Solar (8 GW) [21]. Similarly to other countries, integration of distributed energy resources into the Russian electricity sector became noticeable in the 2000s, but in the past 17 years it was limited to distributed generation only.

The development of this process in Russia is driven not by global climate change or energy independency concerns, but by economic considerations of the largest electricity consumers. Almost all Russian big industry companies (including oil & gas industry leaders like Gazprom, Rosneft, Lukoil, Novatek, Sakhalin Energy) are involved in distributed generation projects in order to get more affordable power supply.

Micro-generation using renewables for households in Russia is still largely confined to enthusiasts. There are just a few cases in place in several regions, all of them were stimulated almost only by economic expediency reasons.

Non-generation types of DER in Russia are in a very early stage of development. Demand response technologies began to develop in the country in 2016-17, but only a small proportion of power consumption is affected (54 MW in the second price zone of wholesale power market, or 0.1% of total capacity in this zone). Demand response in retail electricity market is in the experimental stage. Energy efficiency policy has not yet achieved significant results. According to I. Bashmakov [23], GDP energy intensity in Russia in 2017 is just 10% lower than in 2007 (at the same time, initial energy efficiency target set in 2008 was to reach 40% decline in GDP energy intensity by 2020). Substantial federal budget subsidies were allocated but very limited change occurred, and as a result the initial target was significantly scaled down to 9.41% and federal funding discontinued [24].

However, distributed energy resources have significant potential in Russia. According to the study by SKOLKOVO Energy Centre [25], only part of this potential is sufficient to cover over half of needs for generating capacities (about 36 GW by 2035). The most promising type of DER in Russia is distributed co-generation (~17 GW). On-site self-generation units of electricity consumers are able to additionally provide ~13 GW, demand response up to 4 GW, energy efficiency technologies - 1.5 GW and rooftop PV systems - 0.6 GW. Full use of DER scenario shows possibility of covering the entire gap by 2035. While DER

have been widely analyzed in the international literature, in Russia there was no integrated assessment of their potential in response to future development needs of the national power system.

The Russian government needs to make systemic changes in the structure and policy of the Russian power sector in order to support maximum deployment of DER technologies. A consistent combination of centralized generation and DER seems the most effective approach.

Digitalization of the energy sector as a whole and of the power sector in particular is part of a global trend. This creates new opportunities for the power sector – after all, it is becoming more and more difficult to manage power systems with a high ratio of decentralization or penetration of intermittent renewables. Russian authorities regard digital transformation of the energy sector as a technological challenge and it can be said that Russia places an emphasis on this part of the Energy Transition.

In 2018 Vladimir Putin signed a decree establishing a special state program of “Digital Economy” in which energy infrastructure is mentioned as one of the key components. The Energy Ministry has also developed its special “Digital Energy” project [14], focused primarily on digitalization of regulation, for large scale introduction of the digital technologies in the energy sector.

Conclusion

Russia’s attitude towards decarbonization and “Energy Transition” is multi-faceted. Although it is willing to introduce some aspects of this trend, Russia has not chosen to accept the decarbonization agenda. It is focusing only on the technological components which it plans to introduce in a traditional centralized manner. However, for Russia to adapt to the profound transformation of the global energy system, it will at some point need to produce a long term coherent strategy for both domestic energy market and exports.

References

- [1] ERI RAS (2016): Global and Russian Energy Outlook Up To 2040. ERI RAS, AC RF. https://www.eriras.ru/files/forecast_2016.pdf (Accessed 29 April 2019).
- [2] BP (2018): BP Statistical Review of World Energy. 67th edition. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (Accessed 29 April 2019).
- [3] International Energy Agency. Coal 2018 (2018): Analysis and Forecasts to 2023. OECD/IEA.
- [4] Trading Economics (2018): Russia GDP Growth Rate. <https://tradingeconomics.com/russia/gdp-growth> (Accessed 29 April 2019).
- [5] Presidential Decree of May 13, 2017, n°208 “On the Strategy of Economic Security of the Russian Federation for the Period until 2030” (Russian). <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71572608/> (Accessed 22 April 2019).
- [6] World Bank Group (2018): Modest Growth Ahead. 39 Russia Economic Report, May 2018. Open Knowledge Repository. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/29913/127254-WP-PUBLIC-ADD-SERIES-JunefinalRussiaEconomicReportENG.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Accessed 29 April 2019).
- [7] World Bank and Ecofys (2018): State and Trends of Carbon Pricing 2018 (May). World Bank, Washington, DC. DOI: 10.1596/978-1-4648-1292-7.
- [8] STAFFELL I., JANSEN M., CHASE A., COTTON E. & LEWIS C. (2018): Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby.
- [9] Ministry of Energy of Russian Federation (2017): Draft Energy Strategy Up to 2035 (Russian). <https://minenergo.gov.ru/node/1920> (Accessed 29 April 2019).
- [10] KUCHEROVA O. (2016), Favorable Climate (Russian). Kommersant Business Guide ERAECO 2016”. <https://www.kommersant.ru/doc/2988887> (Accessed 29 April 2019).
- [11] International Energy Agency (IEA) (2018): Electricity Information. IEA/ OECD Publications, Paris.
- [12] MAKAROV I. A., CHEN H. Y. & PALTSEV S. (2017): Finding Itself in the Post-Paris World: Russia in the New Global Energy Landscape. MIT CEEPR Working papers. CEEPR. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, N°WP-2017-022.
- [13] MAKAROV I. A. (2016): Russia’s Participation in International Environmental Cooperation, *Journal Strategic Analysis*, Volume 40, 2016 – Issue 6: Russia in Global Affairs. <https://doi.org/10.1080/09700161.2016.1224062>
- [14] Ministry of Energy of Russian Federation: State Strategy (2019), “Energy Development” (Russian). <https://minenergo.gov.ru/node/323> (Accessed 29 April 2019).
- [15] BASHMAKOV I. (2013), Driving Industrial Energy Efficiency in Russia. Moscow, March 2013. <http://www.cenef.ru/file/Industry-eng.pdf> (Accessed 29 April 2019).
- [16] International Energy Agency (IEA) (2011): World Energy Outlook 2011. IEA/OECD Publications, Paris.
- [17] International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017): Renewable Energy Prospects for the Russian Federation (REmap working paper). IRENA. <https://www.irena.org/publications/2017/Apr/Renewable-Energy-Prospects-for-the-Russian-Federation-REmap-working-paper> (Accessed 29 April 2019).
- [18] Ministry of Energy of the Russian Federation (2019): Presentation on the results of the Fuel and Energy Complex functioning in 2018 and its targets for 2019 (Russian). Moscow.
- [19] Power Technology (2018): Is Russia finally ready to embrace renewable energy? <https://www.power-technology.com/features/russia-renewable-energy/> (Accessed 29 April 2019).
- [20] Diesel & Gas Turbine Worldwide (2006). 30th Power Generation Order Survey.
- [21] Rhodium Group (2017): What Is It Worth? The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources. <https://rhg.com/research/what-is-it-worth-the-state-of-the-art-in-valuing-distributed-energy-resources/> (Accessed 29 April 2019).
- [22] Bloomberg New Energy Finance (2017): New Energy Outlook.
- [23] BASHMAKOV I. (2018): What Happens to the Energy Intensity of Russia’s GDP? (Russian). Ecological Bulletin of Russia, n°7-8.
- [24] Ministry of Economic Development of the Russian Federation (2018): State Report on the State of Energy Savings and Energy Efficiency in the Russian Federation in 2017 Moscow (Russian).
- [25] KHOKHLOV A., MELNIKOV Y., VESELOV F., KHOLKIN D. & DATSKO K. (2018): Distributed energy resources in Russia: Development Potential. SKOLKOVO Energy Centre. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER_2018.10.09_Eng.pdf (Accessed 29 April 2019).

National Oil Companies of the Future

By Valérie MARCEL
Chatham House

Will national oil companies (NOCs) be the champions of the energy transition and invest in clean energy? That is not a commonly asked question. Because NOCs are designed to produce and sell fossil fuels, their potential contribution in the area of renewables, cleaner energy and energy efficiency standards is often underappreciated. This article reviews NOC incentives to invest in the clean energy space and asks whether they are the right vehicles to lead the energy transition in their countries.

Will national oil companies (NOCs) be the champions of the energy transition and invest in clean energy? That is not a commonly asked question. Because NOCs are designed to produce and sell fossil fuels, their potential contribution in the area of renewables, cleaner energy and energy efficiency standards is often underappreciated.

In order to assess their potential role in supporting the energy transition, let us ask first, “Would they want to?” In other words, would renewables and clean energy be a natural strategy for NOCs? The second important corollary question we should ask is, “Could they do so effectively?”

Would they?

We have seen announcements made by the largest European oil companies that they are taking steps to transition away from fossil fuels and invest in renewables. Total's ambition is to have close to “20% low-carbon businesses in 20 years' time”. Shell announced this year it is exploring the feasibility of doubling its annual green energy investments to \$4bn. However, the share of investments in renewable energy remains very low in relation to total capital expenditure among these companies and the change has not swept up the whole sector. According to a study by CDP, European oil majors spent up to 7% of their capex on low carbon projects, while the sector as a whole is lagging far behind at 1.3% of total 2018 capital expenditure⁽¹⁾. Looking across 24 international oil companies (IOCs) and NOCs, the study found Equinor, Total, Shell and ENI standing among the oil companies leading the transition, while CNOOC, Rosneft and Marathon Oil lag behind. That said, the share of R&D dedicated to improving energy efficiency

or cleaning up the process of extraction of oil and gas shows a stronger commitment in this aspect of the push towards cleaner energy.

While these IOC investment strategies offer signals to NOCs, they are only of limited use to understand those of national oil companies and whether they would expand their footprint in clean energy, renewables and energy efficiency. National oil company shareholders have more complex demands than do private company shareholders. Listed company shareholders are largely concerned with dividends and the future value of the company – which leads to pressure to reduce climate risk. The NOC's shareholder is the state and it is not only interested in maximizing profits (though that is a priority) or in the petroleum sector. Governments are concerned with their country's development agenda, international obligations, a host of domestic policy priorities and their political survival. As a result of government direction, NOC strategies are guided by public policy priorities, as well as their own self-interested business priorities, such as growth and profitability.

The degree to which the NOC is bound by those broader public policy issues will determine how its strategy responds to or anticipates global climate and market trends. A number of factors shape this, as the following outlines.

Degree of internationalization

Internationalized NOCs behave more like IOCs. They are less bound by domestic public policy priorities and their investments will be driven primarily by reserves growth and access to ‘low’ cost reserves, in locations where they have a relative advantage, with project technical and financial requirements they can meet and a risk level they can manage. This is the case for Petronas. It should be the case for Equinor, though, as we will see, government direction and public expectations encourage it to look beyond petroleum for growth.

(1) CDP, <https://www.cdp.net/en/articles/investor/european-oil-majors-spending-up-to-7-on-low-carbon-but-wider-industry-needs-to-step-up>



Photo © Richard Jones/SINOPIX-REA

Solar panels are installed on the roof of a Petronas Tower in the Kula Lumpur business district, Malaysia (2 November 2011).

“Internationalized NOCs behave more like IOCs. They are less bound by domestic public policy priorities and their investments will be driven primarily by reserves growth and access to ‘low’ cost reserves, in locations where they have a relative advantage, with project technical and financial requirements they can meet and a risk level they can manage. This is the case for Petronas.”

It is common for NOCs operating primarily at home to be more embedded in the political system and in tune with public policy expectations regarding the energy sector. They will favor a more vertically integrated business, expanding from upstream, to downstream and midstream investments. This will allow them to meet domestic energy needs as well as international demand for petroleum products and high value petrochemical products. NIOC (Iran), Pemex, Saudi Aramco, and ADNOC are such examples. Where the domestic or government expectations are to invest in clean energy, they are more likely to follow.

High growth of domestic demand for energy

NOCs in countries where domestic demand for petroleum products and/or electricity is growing fast will be concerned with measures to slow that demand by increasing energy efficiency (and/or removing subsidies). They are more likely to invest in developing other energy sources, such as renewables or nuclear, in order to free more oil for export. This is the case for Saudi Aramco, operating in a country with a growing economy and population, and rising needs for air conditioning and desalination, as well as industrial energy use. Much of that electricity is fuel-generated, reducing the volumes available for export (and high rent generation).

NOCs operating in countries without oil and gas production were commonly created with a mandate to meet the country’s energy needs through imports of products. The rationale for investing in energy efficiency is clear. That for renewables generation can also be made. Guided by the government’s energy policy, the Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ) invested in wind farms ten years ago and is now studying the potential for hydro power and biofuels. PCJ installed 62.7 MW of wind energy, which, as the PCJ website notes, “should reduce national oil consumption by more than 37,100 barrels annually and result in yearly savings of approximately J\$400 million.”

In countries where domestic growth in energy demand is not a matter of concern, the NOC will not need to substitute domestic demand for oil with gas or with renewables. This is the case for countries with small populations, such as Kuwait, and where demand growth is controlled by public policy measures, such as Malaysia. These NOCs may seek out industry collaborations to improve the image of oil/gas internationally however.

Government energy and climate policies

Strong policy direction based on environmental goals will give NOCs an opportunity to transform their mandate into an energy company. While some NOCs have a mandate

narrowly defined around the petroleum value chain, some have a broader energy mandate, which opens the door to this transition. Petroleum Corporation of Jamaica's mandate is to provide innovative, sustainable solutions to Jamaica's energy supply challenges (PCJ website). The company has emphasized renewable energy solutions. In 2018, the Mexican government announced a target of 50% clean energy by 2050, which could lead to a broadened mandate for Pemex.

In some cases where government climate policy tends to be reactive and laissez-faire, the NOC has taken the initiative on climate. NOCs with greater state agency responsibilities (those which are concessionaires or regulators, for instance) and with high technical capabilities will be strong actors in the national petroleum sector. Those NOCs are more likely to take the initiative on new energy policy/strategy paths. They are also more inclined to anticipate how long-term energy demand and climate policies can affect their business outlook (specifically markets for their future production). Saudi Aramco, Petrobras, Petronas, Sonatrach and Equinor are NOCs with such a long-term strategic outlook.

NOC exposure to carbon risk

NOCs with large reserves should have a long-term outlook and awareness of their exposure to climate risk. They would be concerned with maintaining long-term demand for oil and gas and the impact that climate policies can have on demand. The risk of stranded oil assets should encourage them to take measures to anticipate a carbon constrained world (especially if they are commercially and technically competent) – for instance, by investing in processes and technologies that reduce the carbon footprint of their oil production or by cooperating with other companies to present a greener industry to the world. The risk of stranded assets would also encourage them to invest in refining and petrochemicals⁽²⁾. They would also upgrade their refineries so their products meet evolving environmental standards.

NOCs with a small reserve base will be more likely to produce reserves at a faster rate. They will have less time to develop a vertically integrated business (less likely to invest in refining). These NOCs may be more interested in investing in other energy sources, such as renewables or oil/gas abroad, in order to ensure future growth, though they may have less resources to dedicate to the effort.

Review of NOC clean energy investments

The above discussion outlined the factors that should make NOCs more interested in becoming National Energy Companies (NECs) or, at least, in investing in clean energy. We will now briefly review the current level of interest among NOCs.

(2) Though, as Christof Ruhl has argued, plastics will also come under threat under environmental grounds and should not be considered a safe bet in the energy transition. "The war on plastic will dent oil demand more than anticipated", *Financial Times*, 17 February 2019, Available at: <https://www.ft.com/content/281addec-2ed9-11e9-80d2-7b637a9e1ba1> (last accessed 22 February 2019).

The overall trend for NOC investments has generally been, like IOCs, more focused on petroleum, with a refocusing on gas as the transition fuel and on low carbon technologies that reduce emissions (and other harmful pollutants). There is a natural strategic incentive to implement technologies or interventions that reduce emissions, clean up the extraction of fossil fuels or increase energy efficiency. Efficiency remains an issue in the industry, with companies losing on average 3.3% of their natural gas production through flaring, venting and methane leakages – worth almost US\$5bn at the current gas price (CDP). And, more broadly, the negative image of the oil sector, which is associated with pollution, is a threat to demand.

Many NOCs are willing to sign up to initiatives addressing these concerns. The Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) which includes 5 NOCs (Saudi Aramco, Pemex, Petrobras, Equinor, CNPC) among the 13 active companies, aims to act in this direction. CNPC has indeed invested in research and development to clean up oil production through carbon sequestration and cleaner energy substitution (natural gas, coal bed methane, shale gas, biomass). Saudi Aramco has similarly been focused on energy efficiency and carbon capture. Its R&D focus has been on sustaining low carbon intensity crude oil, growing non-fuel applications for crude oil, and advancing sustainable transport. Saudi Aramco also has clear targets to increase energy efficiency in its operations and eliminate unnecessary flaring, as does Sonatrach – which ties executive pay to achieving targets⁽³⁾. Like Sonatrach too, Aramco has experimented in solar energy, with a plant that generates electricity for its facilities.

But the policy background changed in 2018 when Minister of Energy Khalid Falih announced that renewables, which now represent a negligible amount of the Kingdom's energy use, will be able to provide 10 percent of its power generation by the end of 2023. The government set up a *new unit* to drive this investment and drew much of the staff from Aramco (*New York Times*, 5 February 2018). The lack of progress on the renewables front may lead the minister to take a step further and direct Saudi Aramco to take a greater role in renewable generation.

Other NOCs which have invested more significantly in renewables thus far include Equinor, Petrobras and Sonatrach, as well as emerging NOCs such as Petroleum Corporation of Jamaica. Bolstering Equinor's potential in this space, the CDP ranked 24 oil companies on business readiness for a low carbon transition. Equinor came first, Gazprom eight, Petrobras 16th, Petrochina 20th, Rosneft 23rd and CNOOC last at 24th. Indeed, Equinor plans to spend \$12bn in renewables by 2030. Petrobras has invested in biofuels for years and is now ramping up investments in wind and solar. While Sonatrach's current spend on solar represents only 2% of total investment, it plans significant investments in solar energy to meet demand at its facilities, domestic consumers and for export. It plans to have 80% of its own electricity needs covered by solar by

(3) MARCEL V., PAINTER D. & HELLER P. (forthcoming), "Enhancing the Performance of African NOCs", AfDB.

2030. In that time frame it will expand solar generation to 1.3 gigawatt and eventually 4 gigawatts (current domestic demand is 14 gigawatts, which is expected to grow to 22 in 2030). Just between 2018 and 2019, the change in capital expenditure on new energies by Sonatrach is 3,506% (Marcel *et al.*, forthcoming).

While the spend on renewables is small in relation to total capital expenditure, Sonatrach's and Equinor's future energy investments do point to a significantly different forward strategy, one that develops a more diversified portfolio and reduces exposure to climate risk.

Should they?

There is no doubt NOCs will be creating value for the country by reducing flaring or increasing energy efficiency in their operations. But greater efforts are required to meet Nationally Determined Contributions (NDCs) under the Paris Agreement. And domestically, development priorities increasingly include access to clean and safe energy and the promotion of clean environment and air. NOCs could support these goals by generating cleaner energy for domestic consumption (or export), such as renewables.

The issue to consider is whether they would be the best vehicles to carry forward a renewables push. Governments should make an assessment of NOC capabilities, suitability, and the national industrial environment before letting them commit their financial resources to generating renewable energy.

First, can the NOC do so effectively? It should have good project management capabilities and skills and experience that could be transferrable to the renewable sector. The NOC's track record in delivering multiple projects efficiently will provide some indications. Those NOCs that have proven historically unable to deliver a complex project without cost overruns will likely be operating renewable projects like ineffective SOE-power utilities and add limited value.

Some skills are transferable from the petroleum sector to renewables, others are not. Renewables involve multiple small-scale projects (more akin to manufacturing). They are also short cycle projects, in contrast to the oil and gas sector. They require a greater focus on costs because profit margins are in the single digits, unlike the rent generated by oil. Of use to the renewables sector would

be NOC capital, engineering skills, project management skills, and experience with community engagement.

Second, governments should consider the domestic industrial landscape. They could compare the NOC's track record of delivering projects to those of existing power utilities. It could, after all, be beneficial for the utility and the NOC to compete, to drive investments in the sector. To determine what role an NOC could effectively play in this area and how any competition between the NOC and existing power utilities might play out, a conversation would be warranted with the power utilities, the finance ministry, climate planners and national planners. It is worth noting that, thus far, success in the renewable power space has been built on good relationships with regulated power distribution companies and regulators⁽⁴⁾.

Governments should also evaluate the potential role of the domestic private sector in clean energy. A state company dominated approach can stifle the growth of a competitive market (as happened with the solar project in Saudi Arabia). An alternative approach would be for the NOC to play a strong role in research and development and in leading the first investments to grow home-grown experience and reduce risk for future investors.

Conclusion

There are clearly risks involved in encouraging NOCs to become National Energy Companies (NECs). A careful assessment is required of their ability to successfully engage in this new industrial activity and of the knock-on effect their entry into the sector would have on other domestic industrial actors. However, we should also consider the potential support it could give a national energy transformation. Since an NOC may perceive the global energy transition a threat to its long-term business, giving it a stake in the transition by allowing it to invest in renewables and energy efficiency may support the country's transition to cleaner fuels. This would also allow the NOC to diversify its portfolio of assets and increase its resilience in the face of the energy transition.

(4) EY, 2019: https://www.ey.com/en_gl/oil-gas/how-can-big-oil-transition-to-power-the-future

Stratégies et politiques pour les transitions énergétiques : entre coopération et fragmentation

Par Jean-Eudes MONCOMBLE
Conseil français de l'énergie

Il est indispensable de mener une réflexion approfondie sur les éléments déterminants qui permettent de caractériser des scénarios énergétiques. Parmi ces incertitudes critiques, le degré de coopération internationale et l'équilibre entre le fonctionnement du marché et les politiques publiques sont deux leviers particulièrement importants pour l'énergie. C'est ainsi qu'apparaissent des mondes fragmentés ou coopératifs dans lesquels les systèmes énergétiques satisfont différemment à des objectifs de durabilité. Nous nous intéresserons notamment aux scénarios du Conseil mondial de l'énergie.

Utiliser l'expression, largement partagée aujourd'hui, de « transition énergétique » est certainement à l'origine de quelques ambiguïtés. Il y a l'idée que l'on vit une période exceptionnelle, comme si les systèmes énergétiques avaient été immobiles par le passé, ce qui est manifestement faux. On peut en revanche se demander comment caractériser la « grande transition » que nous vivons aujourd'hui. Il y a aussi le constat de la multiplicité des formes que peut prendre la transition énergétique selon les pays ou les régions, une multiplicité qui traduit les réponses diverses pouvant être apportées à des objectifs souvent multiples et parfois difficiles à concilier.

Nous nous proposons, d'abord, de jeter un regard sur le passé, avant, dans une deuxième partie, de distinguer parmi les déterminants les plus importants de notre avenir énergétique, ceux qui sont incertains de ceux qui le sont moins et qui sont donc les incertitudes critiques qui structureront l'avenir énergétique. Et c'est sur cette base et en nous appuyant sur les réflexions en cours au sein du Conseil mondial de l'énergie, que nous tenterons d'apporter un éclairage sur l'avenir de nos systèmes énergétiques.

Un coup d'œil vers le passé : 1970-2015⁽¹⁾

Depuis 1970, le monde a connu une croissance économique rapide de la demande d'énergie, satisfaite principalement par les énergies fossiles. Le ralentissement de la croissance démographique mondiale, l'émergence

de technologies « disruptives », la place accordée aux enjeux environnementaux majeurs et le déplacement de la puissance économique et géopolitique notamment vers l'Asie vont façonner un monde différent. De 1970 à 2015, le PIB mondial a été multiplié par 4,4, soit un taux de croissance annuel moyen (tcam) de 3,3 %, alors que, sur la même période, la population doublait, passant de 3,7 à 7,4 milliards d'habitants, correspondant à une croissance de la population active de 1,7 % et donc à des gains de productivité de l'ordre de 1,6-1,7 % par an. Dans les pays de l'OCDE, on a assisté à un développement rapide des classes moyennes et de leur consommation. Cette croissance économique a été soutenue par un niveau historiquement élevé de productivité qui a atteint 1,7 % sur une période qui a connu d'abord le développement rapide d'Internet à partir des années 1990, puis celui des *smartphones* au cours de la dernière décennie. Cela a contribué à accélérer la mondialisation et à sortir des modèles traditionnels de développement.

La consommation d'énergie a été multipliée par 2,6, tirée par les pays en développement, tandis que l'intensité énergétique diminuait au rythme annuel de 0,9 % : cela est dû certes à des améliorations techniques mais aussi à la part croissante des services dans l'économie. L'intensité carbone (ratio émissions de CO₂/PIB) de l'économie mondiale a diminué au rythme annuel de 1,1 %, en raison d'une baisse de la part des énergies fossiles qui est passée de 94 % en 1970 à 86 % en 2015 (avec le développement du gaz naturel parmi les énergies fossiles), du développement de l'énergie nucléaire et, en fin de période, de celui des énergies renouvelables.

Cette période a connu l'émergence des priorités environnementales que l'on peut rappeler au travers de

(1) Tous les chiffres de cette partie sont relatifs à la période 1970-2015 et les taux de croissance mentionnés sont des taux de croissance annuels moyens (tcam).

quelques dates importantes : la publication du rapport Bruntland marque l'apparition de la notion de développement durable en 1987 ; le GIEC ⁽²⁾ est fondé en 1988 ; la première COP se tient en 1995 et le protocole de Kyoto est négocié en 1997 ; l'Accord de Paris marque la fin de cette période, lors de la COP21 en 2015. C'est aussi au cours de cette période que se développe la sensibilité de l'opinion publique aux enjeux environnementaux liés à l'énergie, à toutes les formes d'énergies.

Les années 1970-2015 ont connu de fortes évolutions dans la gouvernance mondiale établie en 1945 avec la fondation des Nations Unies, et dans les relations entre États, ce qui a eu des conséquences importantes sur les politiques économiques et énergétiques et le développement du commerce mondial. Le G7 s'est réuni pour la première fois en 1977 et le G20 en 2008. La « Guerre froide » des années 1970-1980 a pris fin dans les années 1990, même si elle a pris ensuite d'autres formes. Les relations avec les pays du Golfe ont débuté dans les années 1970 suite aux chocs pétroliers. La période a aussi connu le développement et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels principalement aux États-Unis, au Canada et en Australie. Les tensions et guerres au Moyen-Orient ont également façonné les relations diplomatiques et économiques, et les conflits régionaux ont depuis quelques années des impacts souvent mondiaux. L'Afrique a émergé comme producteur potentiel de ressources naturelles : environ 30 % des découvertes de pétrole et de gaz faites ces dernières années l'ont été en Afrique subsaharienne.

Dans la plupart des pays, les politiques énergétiques nationales ont eu – et ont encore aujourd'hui – un rôle déterminant dans le domaine énergétique. Mais le rôle de l'État a évolué : en 1970, presque toutes les compagnies d'électricité étaient gérées par l'État, mais cela a changé dans les années 1990, lors du mouvement de libéralisation initié par plusieurs gouvernements. Dans le domaine des hydrocarbures, on a assisté à la montée en puissance des compagnies nationales des pays producteurs qui ont en partie éclipsé les grandes compagnies privées internationales qui dominaient l'industrie pétrolière au début des années 1970. Et dans les dernières années, surtout en Amérique du Nord, on a vu apparaître de petits opérateurs indépendants, dont le modèle d'affaires était bien adapté à l'industrie des hydrocarbures non conventionnels.

Les déterminants de l'énergie de demain : 2015-2060

Dans une réflexion prospective, il est utile de distinguer les éléments relativement certains de ceux qui sont à la fois importants et incertains. Ce sont ces derniers qui sont les clés de compréhension des différents futurs possibles.

Parmi les relatives certitudes, on peut citer les évolutions démographiques (croissance de la population et de la population active), les technologies disponibles (car celles qui joueront un rôle important sont pour la plupart déjà identifiées), les enjeux environnementaux (à côté du chan-

gement climatique, figure l'importance de la biodiversité, des ressources en eau, de l'usage des sols, des cycles biogéochimiques...) et le glissement du pouvoir, notamment économique, vers l'Asie (aujourd'hui, un tiers des classes moyennes vivent en Asie ; en 2060, cette part aura doublé ; et la Chine sera devenue, vers 2030, l'économie la plus puissante du monde). Ces relatives certitudes mériteraient d'être discutées de façon plus approfondie, mais il nous semble bien plus important de nous concentrer sur ce que l'on appelle des incertitudes critiques.

Si le spectre des technologies est relativement bien identifié, le rythme des innovations et l'évolution de la productivité restent très incertains. Ce sera certainement le déterminant majeur de la croissance économique et du bien-être social. Or, concilier la croissance économique et la création de richesse en assurant la création d'emplois se heurte à un fait essentiel : la croissance de la productivité a comme première conséquence directe la destruction d'emplois. On peut être pessimiste en pensant que le ralentissement de la productivité est une tendance forte et que les innovations passées (comme le moteur à combustion interne ou l'électrification) sont bien plus importantes que les plus récentes technologies de l'information et de la communication ou que la digitalisation ; on peut être optimiste en considérant au contraire que des gains de productivité importants sont à venir grâce à des innovations comme l'apport de l'intelligence artificielle.

La priorité donnée au développement durable, notamment à la lutte contre le changement climatique, est également une source d'incertitude. Les messages venus de la communauté scientifique sont de plus en plus forts et de plus en plus alarmants, à l'image du rapport spécial du GIEC sur les impacts d'un réchauffement climatique de 1,5°C, paru fin 2018. Les engagements actuels des gouvernements sont insuffisants pour rester en deçà de la limite de 2°C mentionnée dans l'Accord de Paris. L'urgence climatique et le coût des politiques et mesures pour y répondre sont à mettre en regard de l'indispensable acceptabilité sociale de celles-ci, condition *sine qua non* de leur mise en œuvre. La question du choix non idéologique des meilleures technologies disponibles pour aller rapidement et au moindre coût vers des économies décarbonées amènera à des décisions fortes et structurantes.

Les outils pour permettre ces changements sont les politiques publiques et le marché ; en fait, le plus souvent, un mélange des deux. Même de puissantes économies de marché comme celle des États-Unis ont des régulations fortes dans de nombreux domaines et savent souvent adopter des positions pragmatiques comme la définition, toujours aux États-Unis, de politiques industrielles. Il ne s'agit certainement pas de considérer cet enjeu comme un choix idéologique entre un marché libre et une planification centralisée. Il s'agira plutôt de montrer les différences, les avantages et les inconvénients d'une perspective sociopolitique donnant un rôle important à l'État par rapport à une approche plus techno-économique, d'avantage basée sur les initiatives des marchés et les financements privés.

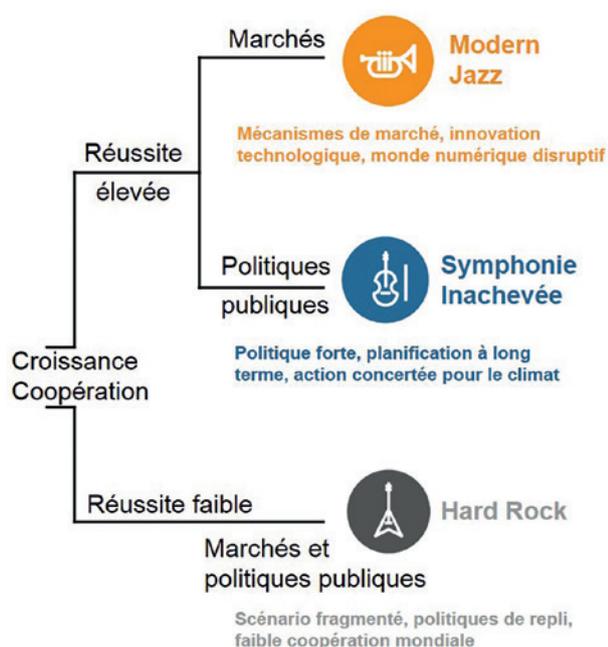
(2) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

L'évolution de la gouvernance internationale est déterminante et est source d'incertitudes majeures dans le contexte d'un déplacement du pouvoir vers les pays hors OCDE, notamment la Chine et l'Inde. Une question importante est de savoir si ce déplacement sera vu comme une menace et pourra mener à une compétition agressive favorisant l'émergence des nationalismes. On peut imaginer, en combinant ces incertitudes, trois modalités pour caractériser l'avenir de la gouvernance internationale :

- une gouvernance internationale élargie, couvrant les domaines de la sécurité, de l'économie et de l'environnement ;
- une gouvernance internationale axée sur l'économie garantissant un bon fonctionnement des marchés financiers, des transferts de technologies et du commerce international ;
- un système international fragmenté et faible, et, par conséquent, incapable de relever les défis mondiaux.

Trois scénarios pour explorer l'avenir

L'histoire des scénarios établis par le Conseil mondial de l'énergie (CME) illustre les courants de pensée qui influencent les prospectivistes. En 2007, quatre scénarios – le lion, la girafe, le léopard et l'éléphant – reflétaient le croisement entre deux dimensions : le degré de coopération et d'intégration plus ou moins élevé et l'engagement, plus ou moins important, des gouvernements sur les enjeux énergétiques. Six ans plus tard, la réflexion menait à la description de deux futurs : l'un – *Symphonie* – dans lequel le monde tente de mettre en œuvre, d'orchestrer les politiques d'atténuation en donnant une place importante aux actions gouvernementales et à la coopération ; l'autre – *Jazz* – qui focalise son action sur les politiques d'adaptation et s'appuie sur des décisions décentralisées et sur le fonctionnement des marchés.



Source : Moncomble J.-E., 2018.

À partir des quatre incertitudes critiques présentées, le CME a élaboré en 2016 trois scénarios pour explorer la « Grande transition » que nous vivons aujourd'hui, appelée ainsi car elle ne se limite pas à la seule transition énergétique mais se trouve à la confluence de plusieurs bouleversements qui peuvent amener, ensemble, à de véritables ruptures.

Pour caractériser ces trois scénarios, il faut répondre à une première question qui est celle de savoir dans quelle mesure le monde peut connaître une croissance durable ? Un scénario – *Hard Rock* – est un scénario de repli et de croissance faible : les outils sont alors un patchwork de règles de marché et de politiques publiques. Deux scénarios y réussissent : fondés sur la coopération, ils permettent une croissance plus forte et durable. Une deuxième étape consiste à caractériser l'outil dominant : le marché ou les politiques publiques, correspondant respectivement à *Modern Jazz* et *Symphonie inachevée*.

Il n'est guère possible de présenter dans le détail les scénarios du Conseil mondial de l'énergie.

Modern Jazz décrit un monde dans lequel les systèmes énergétiques sont résilients et à faible émission de carbone. Le marché, développé et concurrentiel, favorise l'efficacité, l'innovation et l'accès à l'information et à la technologie. C'est un monde très productif, avec une croissance économique rapide et un fort développement technologique. L'intervention des gouvernements est limitée. Les coûts de l'énergie sont réduits et l'énergie est accessible à un plus grand nombre.

Symphonie inachevée représente un monde résilient, intégré et global, caractérisé par un système énergétique à faible teneur en carbone. Les actions en matière de sécurité, d'environnement et d'économie sont unifiées et coordonnées, et les gouvernements encouragent les meilleures technologies. La croissance économique est durable et mieux distribuée, avec des niveaux élevés d'investissement dans les infrastructures. L'action des États est coordonnée et s'appuie sur des systèmes de taxes, de subventions et de normes, qui conduisent à une réduction de la demande d'énergie et à des résultats encourageants dans la lutte contre le changement climatique.

Le monde de *Hard Rock* est fracturé, les intérêts nationalistes empêchent les pays de coopérer efficacement au niveau mondial et d'accorder une attention suffisante aux enjeux climatiques. La croissance économique est plus lente en raison de la faible croissance de la productivité ; la pauvreté et les inégalités s'aggravent. Les solutions énergétiques domestiques sont privilégiées, cette primauté accordée est motivée par des préoccupations de sécurité.

Défis	1970-2015	2015-2060		
		Modern Jazz	Symphonie inachevée	Hard Rock
Réduction de l'intensité énergétique (tcam)	0,9 %	2,7 %	2,4 %	1,0 %
Décarbonisation (tcam)	1,1 %	3,9 %	4,7 %	0,9 %
Part des énergies fossiles (énergie primaire)	de 86 à 81 %	63 % (en 2060)	50 % (en 2060)	69 % (en 2060)
Part de l'électricité (énergie finale)	de 9 à 18 %	28 % (en 2060)	29 % (en 2060)	25 % (en 2060)
Commerce international de l'énergie	22 % (en 2015)	16 % (en 2060)	15 % (en 2060)	12 % (en 2060)
Accès à l'électricité	1,1 milliard	0	0,5 milliard	1 milliard

Source : Conseil mondial de l'énergie, 2016.

Conclusion

Ce que montrent les résultats rapidement esquissés ici, c'est que chacun des scénarios est supérieur aux autres dans une au moins des dimensions :

- *Modern Jazz*, par la prédominance accordée au marché, est source d'efficacité : il permet l'émergence des systèmes énergétiques les moins coûteux et favorise ainsi l'accès à l'énergie. Mais il n'est pas assez efficace sur le plan environnemental.
- Dans *Symphonie inachevée*, les gouvernements mettent en place des politiques qui permettront de se rapprocher le plus près possible des objectifs climatiques, mais ces politiques ont naturellement un coût.

- Le scénario de repli, *Hard Rock*, est mauvais en termes de coût et sur le plan environnemental, mais il assure la sécurité énergétique.

Il est aujourd'hui bien difficile de savoir si notre monde sera plus ou moins coopératif dans le futur, alors que l'on observe une montée des populismes, ou comment s'organisera l'équilibre entre les forces du marché et les politiques publiques, en dehors de toute idéologie. En revanche, ces contextes sont importants à prendre en considération en fonction de l'objectif que l'on se donne. Si la lutte contre le changement climatique est, comme beaucoup le pensent, le défi principal, alors la bonne route à emprunter est celle de la coopération entre les États et de l'adoption de politiques publiques vigoureuses.

La Chine et l'Inde pourront-elles rester les ateliers du monde d'une planète en lutte contre le changement climatique ?

Pour une lecture technologique et démographique de l'énergie

Par Joël RUET

Économiste au CNRS (CEPN Paris 13 & CRG École polytechnique) et président de The Bridge Tank ⁽¹⁾

D'une part, l'émergence industrielle de la Chine et de l'Inde peut être lue comme la diffusion accélérée des technologies, en lien avec une abondance de financement des infrastructures et de la massification technologique. Son contexte de dividende démographique la rend particulièrement apte à accélérer les rendements d'adoption technologique. D'autre part, ces deux pays présentent des transitions énergétiques vers une durabilité des écosystèmes nécessairement complexe et chevauchant de nombreux types d'énergies. Cet article propose de mettre en avant les dynamiques principales de cette modernisation-transition. La technologie énergétique est pour la Chine et l'Inde l'un des plus sûrs outils pour non seulement rester le cœur de l'atelier du monde, mais également pour dégager l'option visant à dépasser le stade de simple atelier.

"Let's make our sky blue again."

Li Keqiang, Premier ministre chinois

"India's energy future has four pillars Energy access, energy efficiency, energy sustainability & energy security."

Narendra MODI, Premier ministre indien

Introduction

Qualifions plus conceptuellement notre question-titre ⁽²⁾ : la Chine – qui l'est déjà – et l'Inde – qui cherche à le devenir – n'ont vocation à être l'atelier du monde non pas

par délocalisation bien commode de fonctions dont l'Occident ne voudrait plus dans une mondialisation hiérarchisée, mais plutôt comme tremplin éventuellement provisoire – quelques décennies – vers l'accession *a minima* au rang d'économie à revenu intermédiaire. Les analyses dominantes sur la Chine ont pourtant longtemps opportunément penché dans le sens d'une spécialisation par les coûts du travail, celles sur l'Inde sont, elles aussi, imprégnées de cette approche. Ne traduisent-elles pas un aveuglement intéressé quand le système capitaliste occidental voulait faire monter la pression sur la rémunération du travail sur son sol et augmenter la profitabilité (rémunération) du capital ? Stiglitz (2018) a – tardivement certes, à la faveur du débat montant en Amérique – repris cet argumentaire. Mais la Chine et l'Inde ont, depuis de

(1) Cet article puise dans des travaux de terrain réalisés avec le soutien de l'Institut de la mobilité durable, Fondation Renault-Paristech.

(2) Il est illusoire de vouloir restituer dans un article aussi court toute la richesse des statistiques établies ainsi que le foisonnement des tendances et des acteurs à l'œuvre dans l'ensemble du secteur de l'énergie de ces deux immenses pays. Nous avons donc choisi de problématiser le rôle des énergies dans la problématique plus vaste de la transformation économique et technologique que vivent ces deux pays, et non pas telle qu'elle est vue par le marché mondial. Par ailleurs, dans la bibliographie, nous mentionnons d'excellentes et récentes synthèses et analyses problématisées.

nombreuses années, conduit des politiques de montée en puissance technologique (Ruet, 2016).

Ce point n'est pas anecdotique, mais, au contraire, fonde sur le sujet qui nous occupe ici l'angle de vue de ces puissances sur l'énergie : ressource intrante d'une économie et donc focalisation sur les prix ? Ou bien vecteur technologique pour un essor national ? Si, à court terme, le prix demeure bien sûr un paramètre clé et un objectif des décisions d'investissement, l'ambition technologique nationale est bien ce qui doit être le fil rouge d'une lecture à long terme de ces deux trajectoires nationales.

Dans ce cadre de vision stratégique, quatre grandes forces comptent, qui renvoient à autant de grandes variantes du capital. Nous adaptons à la question posée le cadre des quatre capitaux proposés par Giraud et Loyer (2006) dans le contexte d'Émergence. L'émergence industrielle peut selon nous être lue comme la diffusion accélérée des technologies, en lien avec une abondance/capacité de financement des infrastructures et de la massification, et dans un contexte de dividende démographique et de durabilité des écosystèmes, dont le contenu en carbone. Examinons rapidement la contribution relative de l'énergie et de sa composante décarbonée au sein de ce chorus, pour ensuite en détailler le sens : contrainte ou, au contraire, possible aiguillon d'une transformation accélérée *via* des politiques publiques efficaces.

Les énergies, des biens capitaux parmi d'autres

Que ce soit sur le plan de la modélisation ou de l'économie réelle et des politiques publiques, les modèles macro-économiques de long terme mettent en œuvre et décrivent une accumulation du capital.

Les deux premiers capitaux comptent indéniablement en positif : la boîte de Pandore de la technologie est irrémédiablement ouverte ; et dans nombre de secteurs industriels, l'oligopole occidental est aboli, alors qu'au contraire, la diversité des écosystèmes industriels asiatiques peut conférer un avantage innovationnel à ce continent (Ruet, 2016) dans les phases de projets pilotes et d'adoption précoce des nouvelles technologies. La massification, quant à elle, est historiquement favorisée par l'abondance des investissements réalisés dans les économies émergentes et, au-delà des soubresauts des premières années ayant suivi la crise financière, cette tendance à la disponibilité de liquidité s'est trouvée renforcée par les politiques de création monétaire au niveau mondial, de stimulus de relance (en Chine) ou, jusqu'à 2018, de *soft loans* (en Inde). En sus de la massification de nouvelles technologies industrielles par leur adoption *via* le marché, le domaine des énergies renouvelables a été soutenu par des politiques industrielles et publiques ciblées : massives et précises en Chine, et non négligeables en Inde ; des politiques passant également par la réglementation et pas uniquement par des subventions.

Les deux capitaux suivants sont d'impact ambigu.

Le dividende démographique n'arrive qu'une fois dans l'histoire d'un pays, et il ne fonctionne que si les jeunes générations sont bien formées, car au terme de la période,

l'essentiel de la dynamique démo-économique de rattrapage est consommé (Europe des Trente Glorieuses, Japon de 1960 à 1985...). À ce titre, les analystes Cassandre de nos deux pays mettent plutôt en avant ce point que l'énergie pour indiquer les limites de l'essor chinois ou indien : la Chine, à qui il est prédit qu'elle sera « vieille avant d'être riche », ou l'Inde qui n'aurait pas assez investi dans la scolarisation et la professionnalisation de ses masses. La première se prépare d'ailleurs par une politique de mise en place de services, d'une économie (de couverture) sociale et d'une nouvelle économie digitale afin d'atteindre une « société de moyenne aisance », et la seconde anticipe un ralentissement chez sa voisine et corrélativement une entrée plus frontale, pour ce qui la concerne, dans le dividende démographique du fait d'une arrivée accrue d'investissements mondiaux qui n'auraient plus à se localiser en Chine. Bref, les contraintes statiques peuvent en politique publique devenir d'excellents aiguillons de la transformation dynamique. L'avenir dira dans quel sens ces politiques macro-économiques qui dépassent le cadre de cet article auront fait pencher la balance, mais là aussi l'ambiguïté possible de l'angle d'analyse choisi nous invite à être attentifs certes aux contraintes, mais également au potentiel modernisateur de la quatrième forme du capital ici retenue : l'environnement, en général, et la décarbonation, en particulier.

L'énergie est au cœur des plans industriels et techniques clés des deux pays : stratégies « made in China 2025 » et « make in India ».

Passé le parallèle démographique, le contexte industriel-institutionnel des deux pays fait que chacun des deux « plans » est servi par des outils et des financements publics sans commune mesure et des acteurs industriels sans grande comparaison possible. Mais nous soutenons dans les paragraphes qui suivent que ces deux pays, chacun avec sa trajectoire propre, a entrepris de dépasser la trappe des hydrocarbures, notamment le charbon liquéfié, et misent sur une capitalisation autour de programmes de « technologies énergétiques renouvelables » – le caractère d'effet d'entraînement technologique y étant très certainement prépondérant par rapport à l'effet coût.

La Chine, ou comment transformer ses contraintes en avantages

La Chine essaie de limiter sa dépendance au charbon, en mettant au point dans le domaine du solaire et de l'éolien un modèle aval-amont, dans lequel les marchés publics tirent le rattrapage technologique des équipementiers chinois, modèle qu'elle tente aujourd'hui d'appliquer à la diversité des pré-filières hydrogène.

Quand la Chine se sèvre de son charbon

Historiquement, la Chine a compté plus de 20 000 mines de charbon. Après des campagnes de fermetures et de rationalisation, menées depuis quinze ans, il n'en resterait plus que 4 070 en 2018. Parmi elles, figure le « bottom 80 % » en nombre de mines, c'est-à-dire celles qui ont une capacité inférieure à 1,2 million de tonnes par an et ne représentent que 27 % de la capacité globale. À l'inverse,

le « top 1 % » représente l'ensemble des mines de capacité annuelle de 10 millions de tonnes et plus, il pèse 19 % de la capacité globale. Le ventre mou des mines (19 %) pèse 54 % de la production.

Concentrations en amont et fermetures de capacité

Mais, d'ici à 2020, les grandes entreprises sont appelées à absorber les autres dans un mouvement inter-provinces ou à se rapprocher à l'échelle intra-provinces. En effet, 16 se trouvent en Mongolie intérieure avec une capacité de production annuelle de 322 millions de tonnes ; 7 sont situées dans le Shanxi avec une capacité de production annuelle de 105 millions de tonnes ; et 11 autres dans le Shaanxi avec une capacité de production annuelle de 160 millions de tonnes. En outre, il existe trois mines de charbon de 10 millions de tonnes dans le Xinjiang, plus précisément dans l'Anhui, le Yunnan et le Ningxia. Il y a donc une prépondérance de leur implantation dans le nord de la Chine : à l'heure actuelle, la capacité de production annuelle des mines de charbon des provinces de la Mongolie intérieure, du Shanxi et du Shaanxi s'élève à près de 65 % du total national.

L'objectif pour 2020 est de fermer/concentrer la production de charbon au-delà du grand bassin du nord : la production totale du Shandong occidental, du Shanxi central, du Henan et de Suzhou sera limitée à 425 millions de tonnes ; la consolidation et des méga-fusions vont s'achever dans l'est de la Mongolie intérieure, le centre-nord et l'est du Shanxi, dans le Yunnan, le Guizhou et le Ningxia oriental ; et l'on va voir la création de nouvelles « grandes bases de production » (consolidations) dans le nord du Shaanxi, dans le Gansu et le Xinjiang, et surtout à Shandong (le siège de la branche houillère du géant Shenhua).

D'ici à 2020, devrait être achevée une restructuration conduisant à la formation de quatorze grandes bases de production de charbon représentant 95 % de la capacité nationale.

Restructurations aval et subventions à la lutte contre la pollution de l'air

Les autorités locales se sont engagées à apporter un soutien financier important à la lutte contre la pollution et à l'élimination du charbon, avec la mise en place de mesures incitatives, notamment des subventions. Pour les chaudières industrielles au charbon, le gouvernement a augmenté ses subventions : il a ainsi investi à hauteur de 30 % dans chaque projet de modernisation limitant les émissions, la compagnie d'électricité municipale prenant en charge le reste des coûts. Pour les ménages, le gouvernement assume les deux tiers du coût total, à la condition que les résidents achètent des poêles propres utilisant du charbon de haute qualité.

Nombre de centrales de plus de 800 MW ont été arrêtées : à Beijing, par exemple, la centrale de 845 mégawatts de China Huaneng Group Corp. a fermé ses portes en 2016. Les centres de cogénération ont ajouté une capacité d'énergie propre représentant 25 % de la charge totale en électricité de la ville. Remplacer la production d'électricité au charbon de Beijing par du gaz naturel optimise

la structure énergétique, les systèmes de nettoyage et de chauffage de la ville et améliore l'efficacité de l'approvisionnement en énergie. Ces politiques testées dans les grandes villes devraient être peu à peu étendues aux villes de rang 2, puis 3.

Évolution des modèles d'entreprise

Pour préserver et accompagner la compétitivité des entreprises minières, le gouvernement incite à des évolutions de modèle, dont des pré-intégrations verticales : dès 2015, 80 % des centrales à charbon (d'une capacité supérieure à 200 MW) collaboraient déjà avec des entreprises de production de charbon. Le résultat est que la production combinée de chaleur et d'électricité (CHP) améliore l'efficacité thermique des générateurs à charbon. Au cours du treizième plan quinquennal, la part des capacités dotées de capacités de cogénération devrait passer de 30 % à 40 % en 2020.

Le Coal-to-Liquid : rôle transitoire ou précurseur d'une nouvelle chimie du charbon ?

La Chine attend beaucoup de l'industrie chimique du « charbon moderne ». Le treizième plan quinquennal de développement énergétique de janvier 2017 prévoit que les capacités de production de *Coal-to-Liquid* et de gaz de charbon devraient atteindre respectivement 13 millions de tonnes et 17 milliards de mètres cubes. Mais le nouvel objectif est de 30 Mt en 2020, avec cinquante usines supplémentaires prévues dans tout le pays sur la période quinquennale.

Les réserves de la seule province du Shanxi (> 40 milliards de tonnes) de charbon à haute teneur en soufre ($S > 3\%$) parlent d'elles-mêmes en termes de potentiel de CTL, à usage multiple : le kérosène pour l'aviation, le diesel propre, les carburants de propulseurs spatiaux, le pétrole à très basse température, lubrification de haute qualité, huile cosmétique, solvant.

Une autre filière prometteuse est le charbon servant de base à la fabrication de nouveaux matériaux. Shanxi Yangmei Chemical Group, par exemple, produit 1,1 million de tonnes de nitrate d'ammonium, qui servent à l'élaboration de dizaines de produits chimiques, tels que le caprolactame (acide adipique, etc.), largement utilisé dans les tissus, et des plastiques techniques pour une valeur ajoutée évidente (600/700 yuans par tonne de charbon brut vs 17 000 yuans par tonne de caprolactame).

La Chine, de toute évidence, s'investit pleinement pour créer un avantage technologique permettant de financer sa transition vers une sortie du charbon.

Les « renouvelables canoniques » ou l'apprentissage d'État

Nous ne détaillerons pas ici ce que nous exposerons en détail dans Lanckriet et Ruet (2019). Mais si la Chine a réussi son formidable essor dans le solaire et l'éolien, ce n'est pas seulement affaire de subventions internationales (sur les marchés d'export, subventions européennes pour le solaire) ou nationales (pour l'éolien), c'est aussi parce que les entreprises chinoises ont su monter en gamme

technologique. Elles y ont été aidées par un pilotage gouvernemental fin, de l'amont à l'aval du cycle de R&D jusqu'à la massification, par des programmes nationaux mais aussi par des réglementations techniques (en l'occurrence, par les capacités) dans le cadre des marchés publics. Par exemple, dans l'éolien, les entreprises chinoises n'ont que progressivement maîtrisé une taille unitaire d'éolienne allant croissante. Au fil des ans, les appels d'offres des marchés publics ont d'abord favorisé des spécifications de tailles unitaires faibles, puis moyennes, et enfin fortes. Les co-entreprises ou consortiums public-privé étaient favorisés dans chaque appel d'offres lancé. Au fil du temps, les appels d'offres requéraient des compétences toujours plus pointues, transférées entre-temps au sein des JVs. Cet outil, utilisé de manière un peu fruste dans le cas du photovoltaïque (transferts de technologie exigés administrativement), avait vu son emploi progressivement affiné au travers des incitations des marchés publics ; l'État chinois apprend vite.

Pourtant, il reste une ombre au tableau : à l'heure actuelle, l'essor des énergies renouvelables pâtit de retards dans le développement et l'amélioration du réseau de transport à haute tension, l'un et l'autre étant nécessaires pour répondre au déséquilibre géographique entre la consommation d'énergie et la production d'énergie renouvelable. Dès la fin de 2015, la production d'énergie solaire dans le nord-ouest de la Chine était sérieusement réduite par rapport à sa capacité – 1 133 heures de fonctionnement seulement, soit 31 % de sous-optimum dans le Gansu et 26 % dans le Xinjiang, les deux principales provinces produisant de l'énergie solaire. Au premier semestre 2016, c'est le taux de mise en ligne de l'éolien qui a été affecté, avec des sous-efficacités dans le Gansu (47 %), le Xinjiang (45 %), le Jilin (39 %) et la Mongolie intérieure (30 %). Depuis juillet 2016, les investissements éoliens sont plus strictement réglementés.

La capacité éolienne et solaire de la Chine atteindra 200 GW en 2020 et devrait se situer à 400 GW en 2050, mais le taux d'absorption du réseau actuel par rapport à cette capacité attendue en 2050 ne sera que de 20 %.

Des investissements viendront, bien sûr, mais cela donne un argument aux promoteurs de la filière hydrogène.

Les filières hydrogène

Pour l'heure, les projets pilotes d'électrolyse pré-industrielle sont d'une taille avoisinant les 20 MW. On peut considérer (Wang et Ruet, 2019) qu'en 2025, la capacité potentielle de production d'hydrogène à partir de renouvelables sera pour la Chine de près de 2 millions de tonnes par an. Il se peut toutefois qu'une partie de ce potentiel ne soit pas « verdi » et soit saturé par réformage, en particulier par la méga-firme charbonnière du groupe Shenhua.

L'une des utilisations envisagées serait la mobilité hydrogène verte. À mi-2018, c'étaient près de 2 000 bus et véhicules à Fuel cell qui étaient en circulation dans une phase de pilotes, et 17 km de lignes d'un premier tramway. Mais la volonté politique est très forte avec plus de 600 000 dollars US alloués à chaque station de charge, complétés par 6,3 milliards de dollars d'investissements privés en 2017.

La Chine prévoit entre 50 et 100 000 véhicules à hydrogène en circulation en 2025, et un million en 2030. Si l'ambition à l'horizon 2025 est crédible, celle à 2030 dépendra d'une forte coordination industrielle amont-aval afin d'internaliser les subventions au sein du modèle d'affaires. De ce point de vue, un relais entre le charbon et l'hydrogène (avec capture), qui permettrait de co-développer les technologies de capture et hydrogène, est envisageable. La synergie avec les « excès » d'énergies renouvelables est une autre piste. Dans les deux cas, ce sera la pertinence du modèle technico-industriel qui primera.

En conclusion de ce bref tour d'horizon chinois, nous insistons sur le fait que ce pays n'aborde plus son système énergétique par le biais des quantités – c'était le cas il y a encore une décennie – et, s'il envisage bien sûr les coûts, il les insère dans une dynamique de transformation technologique de long terme. L'énergie est bien un outil de compétitivité, mais de compétitivité écosystémique de long terme.

Par contraste, l'Inde aurait sans doute des aspirations de même nature, mais son organisation industrielle conduit à des résultats différents.

L'Inde, ou le foisonnement des acteurs

L'Inde s'est engagée à atteindre un niveau de 40 % de la capacité de production d'électricité à partir de combustibles non fossiles en 2030 (350 GW). Ces objectifs sont considérés par beaucoup comme peu crédibles, et pourtant, à chaque point de passage, l'Inde ne cesse de surprendre.

Plan solaire vs industrie éolienne ?

L'Inde vise 175 GW de capacité renouvelable totale d'ici à 2022, elle était à 71 GW à la fin 2018. Elle est peut-être en passe de réussir ce pari.

Pour 100 GW, c'est le solaire qui est mobilisé, avec l'atteinte de cette capacité prévue à l'horizon 2022 (pour un point de départ, en février 2016, de 4,9 GW). Le saut était immense et pourtant la National Solar Mission a pu annoncer une capacité cumulée de 24,5 GW au 30 novembre 2018. En outre, près de 195 000 pompes solaires avaient déjà été installées en août 2018, faisant même accéder les zones rurales à cette énergie. Afin d'accélérer ce mouvement, ce sont 45 parcs solaires situés dans 21 États, d'une capacité totale de 26,5 GW, qui ont été validés par le gouvernement. Cette réussite est une heureuse surprise dans un pays qui nous avait habitués jusque-là à la lenteur de ses réformes publiques et où les avancées venaient plutôt du secteur privé.

En effet, l'autre pilier de la stratégie renouvelable, avec 60 GW en 2022, est l'éolien. En février 2016, il était déjà à 25 GW et le solaire faisait figure de challenger ; le pays a aujourd'hui le deuxième parc en Asie avec 35 GW. Il est à noter que le pays possédait des entrepreneurs champions technologiques de l'éolien dès le tournant du siècle : son modèle diffère donc non seulement de celui de la Chine, mais également d'un secteur à l'autre au sein même du pays, confirmant que la notion de « secteur » des renou-

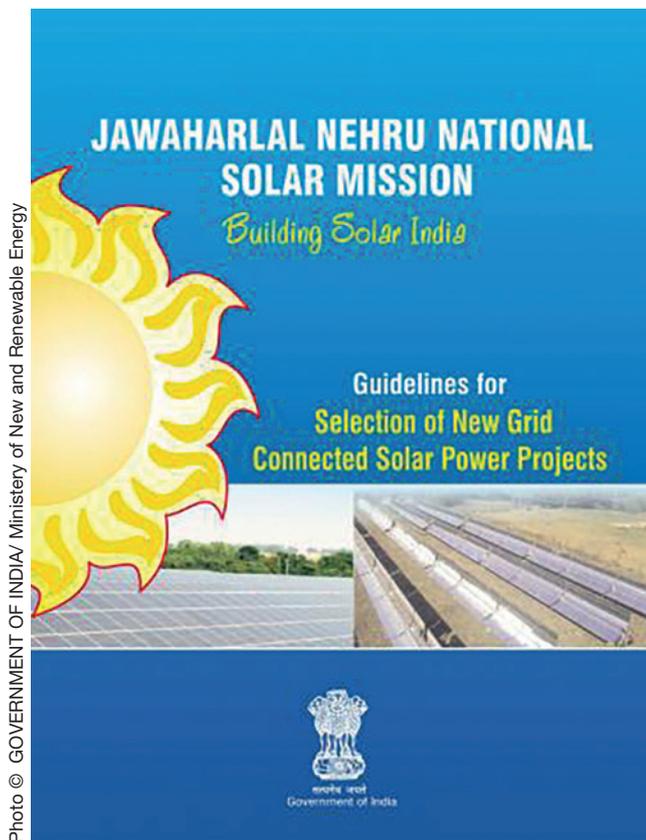


Photo © GOVERNMENT OF INDIA / Ministry of New and Renewable Energy

Livret de la Jawaharlal Nehru National Solar Mission, une initiative du gouvernement indien et des gouvernements des différents États de l'Inde.

« La National Solar Mission indienne a pu annoncer une capacité cumulée de 24,5 GW au 30 novembre 2018. »

velables est, en Inde, assez imprécise. Il y aurait plutôt, filière par filière, des agencements industrialo-étatiques variables, point soutenu par Dumez et Renou (2019) dans le cas français.

La leçon provisoire à en tirer – à charge d'inventaire de stabilité dans le temps – est tout de même que l'Inde possède une multiplicité de modes de gouvernance de ses énergies renouvelables et que son gouvernement aurait réussi à dépasser l'opposition privé/public qui a longtemps caractérisé le pays et son secteur énergétique.

Un foisonnement de programmes à coordonner

Pour autant, si l'Inde veut réussir un autre pari, celui de la réduction, d'ici à 2030, de 35 % de l'intensité de ses émissions rapportée au PIB par rapport à leur niveau de 2005, c'est un nombre considérable d'actions qu'il lui appartient de mettre en œuvre. La Chine a, quant à elle, réussi le pari d'une diminution semblable, de 45 % de 2005 à 2020.

La Mission nationale pour l'amélioration de l'efficacité énergétique (MTOE) a permis de réduire les émissions de 31 millions de tonnes.

Le Plan de mission nationale pour la mobilité électrique avait envisagé que, d'ici à 2020, l'Inde adopterait 7 millions de véhicules électriques... En janvier 2019, seulement 0,263 million de véhicules électriques ont été mis en

circulation en Inde. C'est assez caractéristique des plans qui impliquent une diversité d'acteurs de l'écosystème indien ; ainsi, dans le registre de l'adaptation au changement climatique et des puits de carbone, la Mission nationale pour une Inde verte, d'un coût estimé à 130 milliards de roupies sur cinq ans, a pourtant vu ses allocations annuelles diminuer au fil des années ; pour ce qui est de la réalisation de ses objectifs, la Mission semble avoir pris du retard. En 2015-2016, le programme de plantation d'arbres était en avance de 34 % par rapport aux objectifs. L'année suivante, le déficit était de plus de 40 %.

Réussites et tendances nouvelles

Les investissements dans les énergies propres ont totalisé 7,4 milliards de dollars au premier semestre 2018. Dès 2017, pour la première fois, les installations d'énergies renouvelables avaient dépassé celles des centrales à charbon. Pour autant dès qu'il s'agit d'envisager des écosystèmes plus complexes, l'Inde ne semble pas avoir trouvé la solution au déploiement de solutions basse énergie intégrées, ce qui est pourtant sa vision, tournée vers les *smart territories*... L'Inde reste au milieu du gué énergétique. Mais, pour adopter un angle plus large, elle est quand même parvenue à débloquent une situation antérieure où elle peinait à s'industrialiser, et ce grâce aux premiers succès du plan d'industrialisation « Make in India ». Il serait intéressant pour l'avenir d'observer comment les industriels investissant en Inde vont pouvoir tirer leurs investissements vers un verdissement des énergies ou, ce qui revient au même, une montée en technologie des énergies.

Au final, il semble tout de même que la dynamique énergétique soit aujourd'hui moins limitante que d'autres : avec une croissance de la demande énergétique de 5,3 % par an depuis 2005, la croissance du PIB est, d'une année sur l'autre, supérieure à 2 points. Son industrie est certes gourmande en énergie, mais les services représentent toujours une part plus importante dans son PIB. Aussi, quand Hache et Bourcet (2017) écrivent que l'image de l'Inde « aujourd'hui présente dans l'acier – quatrième producteur mondial –, les métaux non-ferreux et l'automobile », et « la promotion du "Make in India" au niveau international passe[nt] assurément par un recentrage de la politique industrielle [sur] les technologies de décarbonation », nous sommes entièrement d'accord, mais tout en considérant que la constante de temps est plutôt bonne et surtout qu'une industrie ne doit pas se développer aux dépens d'une autre ; l'exemple chinois qui fait bois de ses contraintes est à ce titre éclairant.

Conclusion : une surdétermination technologique ?

Avec les énergies renouvelables et leurs usages, se trouve remise en selle l'économie industrielle de l'énergie en sus de l'économie *tout court* de l'énergie.

Cette technologie énergétique est pour la Chine et l'Inde l'un des plus sûrs outils pour non seulement rester le cœur de l'atelier du monde, mais également pour dégager l'option visant à dépasser le stade de simple atelier.

Bien sûr, la Chine comme l'Inde sont des économies-monde et ne peuvent de fait traiter l'ensemble de leur territoire à la même vitesse.

La Chine s'est réformée par zones et, plus avancée dans sa transition démographique, elle se doit aujourd'hui de sortir de ses zones économiques spéciales pour étendre sa réforme à l'ensemble de son territoire.

L'Inde de ce point de vue dispose de plus de temps, et il y a lieu de nous intéresser à ses projets de zones nationales d'investissements manufacturiers (NIMZ) organisés autour de « corridors industriels » reliant les grandes métropoles entre elles : une version plus territoriale, là où la Chine avait une vision plus côtière, mais qui est mieux adaptée à la géographie de l'Inde ; elle fait le pari de désenclavements plus précoces. Dans ces zones, le gouvernement indien promet efficacité énergétique, connectivité et mobilité durable ; la première est atteignable, la deuxième demande des infrastructures qu'il faudra continuer de financer sur le long terme, tandis que la troisième est en retard.

Si nous avons privilégié les avancées, nous tenons toutefois à noter ici, avec Hache (2019), que « l'existence de monopoles dans le secteur de l'électricité et les pressions exercées par l'industrie charbonnière pour empêcher l'intégration des EnR aux réseaux, tout comme l'absence de coopération entre provinces, sont, en outre, source d'inefficacités ». Nos propres enquêtes suggèrent qu'en matière de réglementation industrielle, le pouvoir central a considérablement renforcé son emprise depuis la mise en place en Chine d'un super ministère de l'Environnement en 2018, mais en Chine comme en Inde, les enjeux de gouvernance de la transition énergétique sont clés. Notre hypothèse est que, derrière elle, se livre une bataille technologique.

Le capital énergétique renouvelable et sa diffusion se comprennent mieux *via* le détour du capital technique que par celui du pur capital naturel. L'accélération ou la patience de son déploiement en Chine et en Inde s'expliquent autant par les spécificités respectives de ces deux pays que par leur propre perception de l'urgence relative de l'accomplissement de leur transition démographique. Le capital financier, quant à lui, suivra, comme souvent.

Bibliographie

- DUMEZ O. & RENO S. (2018), « Les énergies renouvelables existent-elles et peut-on piloter la transition énergétique ? », *Gérer & Comprendre*, décembre, n°134.
- GIRAUD P.-N. & LOYER D. (2006), « Capital naturel et développement durable en Afrique », *AFD Document de travail*, n°33, décembre, 23 pages.
- HACHE E. & BOURCET C. (2017), « L'Inde a-t-elle besoin d'être industrielle pour devenir une grande puissance mondiale ? », *Revue internationale et stratégique*, 2, n°106, pp. 26-38.
- HACHE E. (2019), « La Chine, nouveau laboratoire écologique mondial ? », *Revue internationale et stratégique*, 1, n°113, pp. 133-143.
- STIGLITZ J. (2018), *Globalization and Its Discontents*.
- LANCKRIET É. & RUET J. (2019), « La longue marche des nouvelles technologies dites "environnementales" de la Chine : capitalisme d'État, avantages comparatifs construits et émergence d'une industrie », *Gérer & Comprendre*, juin, n°136.
- RUET J. (2016), *Des capitalismes non-alignés, les pays émergents ou la nouvelle relation industrielle du monde*, Raisons d'Agir Éditions, 219 pages.
- WANG X. & RUET J. (2019), *Hydrogen Mobility within Hydrogen Economy at Horizon 2025 & 2030 : the case of China*, document de travail powerpoint, Institut de la mobilité durable, Fondation Renault-Paristech.

LE LEADER DU MARCHÉ DE LA PLAQUETTE FORESTIÈRE



**Christophe Chapoulet, Directeur Général Délégué
d'ONF Energie**

ONF Energie, filiale de l'Office National des Forêts et de la Fédération Nationale des Communes Forestières, est le 1^{er} producteur de combustible bois pour les chaufferies et les installations énergétiques fonctionnant à partir de biomasse. Entretien avec Christophe Chapoulet, Directeur Général Délégué d'ONF Energie.

Pouvez-vous nous présenter vos activités ?

En 2018, ONF Energie a commercialisé environ 600 000 tonnes de plaquettes forestières, produites à partir de bois récolté en majorité dans les forêts publiques (branches d'arbres adultes, arbres jeunes, taillis). Après leur exploitation et quelques mois de stockage en forêt qui lui permettent de sécher, le bois est broyé et transporté dans la foulée chez nos clients. Le bois que nous coupons est de faible qualité et son exploitation est nécessaire à la gestion forestière durable, les coupes permettant d'assurer le renouvellement de la forêt. Nous ne sommes pas en concurrence avec les filières du bois d'industrie et du bois d'œuvre. ONF Energie est labellisé PEFC, un label de gestion forestière durable qui garantit la traçabilité de la matière et la gestion durable des forêts.

Avec quels acteurs travaillez-vous en partenariat ?

Nous faisons travailler des exploitants forestiers, des broyeurs et des transporteurs et nos clients sont des collectivités pour leurs réseaux de chaleur urbains et des industriels. Afin de proposer une offre globale, nous nous associons aux coopératives forestières qui travaillent dans les forêts privées.

Nous sommes actifs auprès du gouvernement et du grand public afin de promouvoir le bois énergie, composante essentielle du mix énergies renouvelables. Nous nous impliquons dans l'interprofession Bois Energie, le Syndicat des Energies Renouvelables, l'Association Amorce (entreprises et collectivités engagées sur la transition énergétique) et nous sommes en lien avec l'Association Européenne de la Biomasse.

La France est-elle en avance ou en retard pour sa transition énergétique ?

La biomasse est la 1^{ère} énergie renouvelable en France : elle représente 40 % du total des énergies renouvelables sur le territoire, soit 2 fois plus que l'hydraulique. Les ressources forestières françaises permettent de développer encore la filière bois énergie (en France, 54 % du volume de bois produit naturellement chaque année est récolté).

En 2015, les énergies renouvelables représentaient 15 % du mix énergétique français, l'objectif pour 2030 étant de 30 % ; la France prend du retard. Il est donc nécessaire de relancer les projets biomasse en les rendant économiquement plus attractifs pour les maîtres d'ouvrage que ceux utilisant les énergies fossiles.

Les outils sont notamment le Fonds chaleur géré par l'ADEME ainsi que la contribution climat énergie (taxe carbone).

En quoi le bois énergie est-il une ressource renouvelable et vertueuse ?

Le bois énergie présente de nombreuses vertus : il s'agit d'une ressource renouvelable avec un bilan carbone très favorable permettant d'éviter le recours aux énergies fossiles, adossée au reste de la filière bois qui permet de stocker du carbone (bois dans la construction, les meubles, etc). Le rayon d'approvisionnement moyen entre la forêt et les clients d'ONF Energie est de 60 km. Par ailleurs, quand on livre une tonne de plaquettes forestières en chaufferie, si son contenu énergétique est de 100, on a dépensé moins de 5 pour couper le bois, le transporter, le broyer et le livrer. Enfin, la filière bois énergie implique des emplois non délocalisables, en moyenne 4 fois plus que dans les filières énergies fossiles.

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Les nouveaux horizons de l'Europe spatiale



Préface: Frédérique VIDAL

Avant-propos : Jacques SERRIS

Les enjeux stratégiques spatiaux du XXI^e siècle

Politiques spatiales intergouvernementales européennes
Géraldine NAJA

European Union Space Policy
Pierre DELSAUX

La place de la France dans le domaine spatial
Jean-Yves LE GALL

L'évolution du contexte spatial américain
Xavier PASCO

Chine, Russie, Inde, Japon : essai de typologie de leurs ambitions spatiales en 2019

Isabelle SOURBÈS-VERGER

Petits satellites, petits lanceurs : quelles opportunités pour de nouveaux entrants ?

Florence GAILLARD-SBOROWSKY

Le rôle de l'État français dans l'Europe de l'espace
Patrice BRUDIEU

L'offre industrielle et les nouveaux marchés

Les chiffres clés de l'industrie spatiale française
Anne BONDIU-CLERGERIE

Le New Space
Jean-Jacques TORTORA

Quel avenir pour la filière spatiale française ? Un essai d'analyse prospective fondé sur la théorie de la disruption stratégique
Éric JOLIVET et Grégory PRADELS

Où va la filière des lanceurs européens ?
Alain CHARMEAU

De nouvelles chaînes industrielles, l'exemple de OneWeb
Nicolas CHAMUSSY

L'entreprise allemande OHB, un nouvel acteur de l'industrie spatiale
Alain BORIES

How Luxembourg becomes Europe's commercial space exploration hub
Marc SERRES

Réalité et perspectives de l'IoT spatial
Paul WOHRER

Développement des applications spatiales : l'initiative « Boosters »
Christèle DONADINI

Mai 2019

Ce dossier est coordonné par **Jacques SERRIS**

What future equilibrium for the supply and demand of energy?

Foreword

Dr. Fatih Birol, executive director, International Energy Agency

Introduction: What future equilibrium for the supply and demand of energy in the transition toward a carbon-neutral world?

Dominique Auverlot, Ministry of Environmental Transition and Solidarity (MTES), and Richard Lavergne, Conseil Général de l'Économie

Final consumption of energy: New uses, new behavior patterns in France and the world

Application by 2050 of the energy transition and carbon neutrality to the demand for energy in France

Laurent Michel, general director of Energy and Climate, Ministry of Environmental Transition and Solidarity (DGEC/MTES), and Quentin Deslot, engineer from the Corps des Ponts, des Eaux et des Forêts (DGEC/MTES)

In its Climate Plan of July 2017, France made the commitment to raise its ambitions to the goal of carbon neutrality by 2050. This implies thoroughly overhauling the country's energy system, which will have to eliminate nearly all fossil fuels. The shares of the biomass and renewable sources of energy for heating and electricity will increase in the energy mix. To eliminate carbon in this mix, the consumption of energy will have to be halved; and systematic efforts, made to improve energy efficiency, modify individuals' behaviors and reorganize society for a more sober consumption of energy. We must bear in mind that carbon neutrality at the national level implies working on the country's whole carbon footprint, making the most effective decisions and accompanying the most vulnerable households and firms during this transition. This long-term goal cannot be spared more vigorous actions in the short and middle run.

Trends in electricity consumption in France?

Thomas Veyrenc, director of Stratégie et Prospective, Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Predictions and futurological studies of electricity consumption have recurrently aroused controversies about France's power stations. These stations produce a supply of electricity that is highly decarbonized and will even more so, thanks to nuclear power, once the last coal-fueled power stations are shut down in 2022, as announced. This makes electricity an obvious vector for reaching our

climate objectives. Nuclear power theoretically provides a ground for programs that would use electricity for new industries and purposes (e.g., "mobility"). Nonetheless, a successful energy transition entails a general effort on energy consumption, in particular the effort to find ways to save energy, including electricity. The priority to be established between these two orientations, the weighting of the effects, upwards or downwards, that each implies on different time scales, the consequences for power stations (in particular, the place of nuclear power) and the energy sector's overall structure are topics of lively debates. These debates are reflected in the work done since 2017 by RTE, the transmission system operator, to thoroughly revise scenarios for France's electricity sector.

Possible trends in the uses of electricity from the perspectives of carbon neutrality in France and of the respect of the Paris Agreement worldwide

Jean-Michel Cayla and Donia Peerhossani, analysts at the Direction of Strategy, Électricité de France (EdF)

Following the Paris Agreement, France set the objective of reaching carbon neutrality by 2050. When applied optimally, the strategy for electrifying the uses of energy in buildings, transportation and industry would enable the country to achieve carbon neutrality fast at a lesser cost by 2050 with a moderate increase in electricity consumption. Underlying this strategy is a supply of electricity already relatively carbon-free and an existing, competitive technology that allows for reducing the electricity bill for households. Robust in the face of uncertainty, this strategy will yield its first major results by 2030.

The transformation of electricity systems: Will the consumer be a winner?

Dominique Jamme, Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

Everywhere in the world, electricity systems are undergoing deep changes stemming from the massive lowering of the prices of energy from renewable sources and of batteries. In France, the existing supply of nuclear energy is competitive, but uncertainty about the new generation of reactors and, too, the recent competitiveness of renewables suggest that we should gradually decrease the share of nuclear power in the electricity mix while increasing that of renewables. To adapt to these trends, electricity grids will increasingly use new means of "decentralized flexibility": storage, demand-side management, supply-side peakshaving, renewables, electric vehicles. Downstream on the grid, the profusion of innovations and of services (such as those now offered thanks to smart electricity meters) provides consumers with new opportunities for taking charge of

their consumption. The major challenge will be to obtain the commitment from as many consumers as possible while keeping the system simple and efficient for everyone.

Demand as a lever of decarbonization: Visions, disparities and limits

Nadia Maïzi, Center of Applied Mathematics, MINES ParisTech, PSL Research University

By exploring differing scenarios, the fundamentals are assessed that underlie alternative visions of the future that share the same objectives of reducing greenhouse gas emissions. The distinction is made between scenarios based on a technological creed whereby adjustments in the supply of energy should enable us to cope with climate events and the scenarios that see societal factors (lifestyles and behaviors) as the best means for actually bifurcating toward a low-carbon world. This choice of narratives corresponds to a shift from an all-electric world toward a world of “sobriety”. In conclusion, it is argued that a reconciliation of these two positions is indispensable for settling the climate issue.

Major issues: The transformation of transportation and sustainable mobility

Didier Houssin, IFPEN

Transportation has to cope with deep changes. An ever increasing demand for moving freight and people must be taken into account along with environmental constraints, both local (pollution and air quality) and global (transportation at the origin of a quarter of CO₂ emissions worldwide). This sector is still highly dependent (90%) on fuels produced from petroleum. Many of its segments (transportation by motor vehicles, trucks, ships, airplanes, etc.) have to be reoriented transformed so as to help develop low-carbon techniques (biofuels, gas, electric or hydrogen vehicles). Decarbonizing transportation for “sustainable mobility” is a major issue that calls for devoting thought not just to engines and fuels but also to the management of traffic and the infrastructure. It will even require modifying human behaviors if relevant solutions are to be proposed for the future.

Carbon neutrality: Opportunities and risks for French industry

Michel Guilbaud, general director, MEDEF

France is among the first countries in the world to adopt legislation for reaching carbon neutrality by 2050. This very ambitious goal fits in with programs, both global (the Paris Agreement, the IPCC report on limiting global warming to +1.5°C by 2100) and European (the roadmap for a low-carbon economy). For France, now a stride ahead, the key issue is to tap the potential in all sectors and increase the country’s ability to develop low-carbon solutions and forms of technology and place them on the world market. This implies major, even radical, changes in our economic and social model, an acceptance by consumers of a thoroughgoing modification of their lifestyles, an anticipation of the impact on jobs and skills, and fair conditions for competition.

Heating and air-conditioning: Issues and opportunities in France, Europe and the world

Thibaut Abergel and Maxine Jordan, International Energy Agency (IEA)

Heating and air-conditioning account for nearly 70% of the energy consumed by housing and buildings in France, and nearly 40% in the world. These energy-intensive needs are the source of many an environmental and economic problem and of our dependency on fossil fuels. A major issue is to design industrial innovations for reducing by nearly 90% greenhouse gas emissions worldwide by 2050. Home improvements on a vast scale, the rollout of efficient, low-carbon appliances, and flexibility are the key to a responsible, economically viable environmental transition.

Balancing the demand for energy and the protection of a capital asset, our forests

Pascal Yvon, Carbon Forest

Extracting resources from forests has always been a threat to nature, landscapes and biological diversity. Wood (probably mankind’s first source of energy, after the sun) yields little energy. Representing 4% of the energy produced in France, it should be reserved for consumption near points of production. Its potential is so low that the future of our forests should not be brought down to a discussion of wood as a source of energy. Wood is not suited for energy! To ensure a supply of wood while conserving this natural capital, the right solution is “multifunctionality”: biodiversity, soil conservation, carbon capture and storage in the ground and biomass, the efficient management of the water supply, and the production of lumber (and, thereafter, of wood for heating). This managerial model already exists and is perfectly feasible.

What supply of energy for a carbon-neutral environment?

The prospects for energy systems and hydrocarbons in a carbon-neutral world

Claude Mandil, former executive director of the International Energy Agency (IEA)

Carbon neutrality by 2050, an essential condition for limiting the increase of the average temperature worldwide to 1.5°C in the long run, is an extraordinarily ambitious objective, since certain uses of fossil fuels seem durable and inevitable. All available means and methods will have to be put to use: efficiency and sobriety, electrification, the development of both renewable energy sources and nuclear power, and carbon sequestration (the only technology capable of yielding negative emissions). A start should be made with the least expensive solutions, since some attractive solutions are, in fact, financial sinkholes. The consequences for big industrial groups in France are analyzed. For instance, Électricité de France (EdF) has to find the break-even point for nuclear power, and automakers must cope with Asian competition in the technology for electric vehicles.

Breakthrough technology for energy?

Hervé Bercegol, Sophie Didierjean, Mathieu Étienne, François Kalaydjian, Jean Le Bideau, Fabrice Lemoine, Guy Maisonnier, Gaël Maranzana, Fabrice Patisson and Abdelilah Slaoui, Alliance ANCRE

The climate question forces us to step on the accelerator of innovations in energy technology and low-carbon techniques. The massive introduction of energy from renewable, intermittent sources necessitates procedures for durably storing electricity at a low cost; and it also entails using versatile, decarbonized energy vectors, such as hydrogen produced by electrolysis. Farther along, we must move far away from fossil fuels in transportation and the chemical industry, and toward the capture and sequestration of CO₂ (part of which could be reused as a raw material) or toward carbon-neutral processes in industries (e.g., iron and steel) that emit huge quantities of greenhouse gases. Finally, the “co-conversion” of hydrogen and carbon dioxide into fuel and other useful molecules depends on technological breakthroughs in synthetic biology, photocatalysis and electrosynthesis.

The prospects for developing nuclear power in France and the world: Which technology?

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, director of the Economic Institute, Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) & president of the Section Technique Économie, SFEN

Nuclear power's contribution to decarbonization in the world amounts to a little less than 10%. This represents a sizable market, probably the equivalent of more than a thousand nuclear reactors to be built by 2050. Reactors in this new generation will, in part, be small or medium-sized, and mostly have cooling systems that use ordinary water. Nuclear energy is, therefore, a solution for decarbonization alongside renewables. In France, an economic optimum would be to maximize the length of use of current reactors and thus postpone replacing them. This strategy has serious, negative industrial consequences, since it is hard to reconstitute a supply chain. The rationale that turns out to be the best during the current phase is to lower the costs of third-generation reactors (in comparison with the cost of prototypes and the first reactors in the series) and start replacing the fleet right away by using the EPR2 reactors designed by Framatome.

The place of nuclear energy in a carbon-neutral world

Dominique Finon, CNRS, CIRED

For many people, nuclear power is condemned to extinction worldwide given the economic success of renewable sources of energy – a success story that contrasts with the setbacks experienced by the nuclear industry. A *reductio ad absurdum* argument demonstrates that decarbonizing the world's electricity supply by using only renewables without nuclear power would encounter insurmountable physical and economic obstructions, as reflected in the scenarios that, recently reviewed by the IPCC, seek to stave off the increase in greenhouse gas emissions worldwide.

What is yet to be found are the solutions for raising the economic value of new nuclear reactors (and of all forms of technology that do not emit greenhouse gases) by creating a “carbon rent” (which does not exist) while reducing its incompatibility with financial capitalism – what has already been largely done for renewables.

France needs natural gas to achieve carbon neutrality

Thierry Trouvé, GRTgaz

The French energy system is to change radically and have a “net zero carbon footprint” in 2050. For the gas industry, this means lower demand and the replacement of natural gas with gases from renewable sources, as prescribed by the nation's low-carbon strategy. To avoid underestimating the optimal volume of renewable gases, this strategy should have taken account of the systemic interactions between forms of energy and the practical constraints on users. Furthermore, several scenarios should have been evoked; the effects of international trade, taken into account; and the analysis, broadened beyond the field of energy (to agriculture, wastes...). This would have shown that assigning more importance to gases from renewable sources (eventually imported) with a faster short-term development than foreseen by the strategy opens a way for reaching carbon neutrality in 2050 that would be less costly and less coercive for users and, too, more robust for coping with the unforeseen.

Gas: An asset or liability in the quest for carbon neutrality?

Jean-Pierre Hauet, president of the Comité Scientifique d'Équilibre des Énergies

Natural gas has played a key role in our country's economic development. Current installations, in particular the pipeline grid, are an asset of considerable worth. However the new orientations in France's energy policy toward achieving carbon neutrality by 2050 raise a major problem for the gas industry. France differs significantly from several other countries, where gas seems to be a favorite replacement for coal, especially for generating electricity. This is not so in France, given the development of nuclear power and, soon, of energy from renewable sources. Gas, a form of energy that adds little to pollution, is not carbon-free and is, therefore, inconsistent with the achievement of carbon neutrality – in particular in housing and the service sector, which represent 65% of the end-use gas market. Great Britain, after the Netherlands, has announced that gas heating will not be allowed in new buildings after 2025. The French gas industry has to reinvent its business model, a question now being debated. It is necessary to set the level of decarbonized resources (“renewable gases”) that can be used under acceptable economic conditions and to identify the sectors that will have access to them. Reaching carbon neutrality by 2050 is an excessively forceful goal. Energy is a long-run issue: the infrastructure has to have the time to adapt and to find solutions that can be rolled out during the second half of the century, in particular hydrogen and the capture, storage and use of CO₂.

What future demand-supply equilibrium for energy?

Patrick Pouyanné, Total

A major challenge for the 21st century: how to make demographic growth consistent with a reduction of greenhouse gas emissions? As many people as possible have to have an affordable supply of energy while the emissions from this energy are being reduced. A complex equation to solve: energy for more people but with less carbon. What does it imply for a big gas and oil company like Total?

Future of Oil in a Low-Carbon World

T.J. Wojnar Jr, Vice President, Corporate Strategic Planning, Exxon Mobil Corporation

Our world faces a dual challenge: meeting growing demand for energy while reducing environmental impacts, including the risks of climate change. This is a global issue that requires the collaboration of governments, industries, consumers and other stakeholders.

From reducing the environmental impact of our operations, to developing advanced products that help our customers reduce their emissions, ExxonMobil is committed to doing our part. We are investing in next-generation technologies such as carbon capture and storage and advanced biofuels from algae. We have been vocal in our support for the Paris Agreement, an important framework for addressing the risks of climate change.

Each year we produce an *Outlook for Energy*, our view of energy demand and supply through 2040. We use the *Outlook* to help inform our long-term business strategies and investment plans. The below highlights some of the key takeaways from our most recent *Outlook*, and the actions we are taking as the world shifts toward a lower-carbon energy system.

Determinants of trends in energy production from the perspective of sustainability

Marc Jedliczka, Hespul et négaWatt, and Yves Maignac, WISE-Paris et négaWatt

It would be presumptuous, given the inertia and hoped-for breakthroughs, to predict how the energy system will evolve by such a far-off horizon as 2050. However it seems evident, given ever stronger long-term requirements and the constant progress made in response to them, to foresee how this evolution should be oriented in order to be sustainable.

Freed from fossil fuels by 2060 thanks to nuclear power

Élisabeth Huffer and Hervé Nifenecker, the association Sauvons le Climat

A rapid development of the production of nuclear energy up to 173 EJ/year (4,152 Mtoe, 47,921 TW-h) by 2060 and then to 605 EJ/year (14,520 Mtoe, 167,585 TW-h) by 2110, would limit the average increase of global warming on the earth's surface to 1.5°C more than during the preindustrial era, while reducing the quantity of CO₂ to be stored from 800 Gt (under the original MESSAGE-Efficiency scenario)

to 275 Gt (under the scenario used in this article) and doubling the total primary energy available between 2015 and 2110.

The challenges for making Europe carbon-free

Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Energy Center, IFRI

The generation of electricity by coal-fueled power stations represents 19% of European electricity and 18% of CO₂ emissions by the energy sector. With approximately 200 coal-fueled power stations in the European Union and 128 mines in operation, this sector provides about 237,000 jobs, 185,000 of them in the mines. By the end of 2025, the equivalent of 30 GW of this production capacity should be shut down and then 70 GW more by 2030, respectively 20% and 50% of the production capacity of installations in 2019. This exit from coal power, which will start in the coming years, is a necessity for the climate, but it is also a major challenge with social, economic, financial and systemic dimensions. Its successful implementation on the European scale is far from certain. It requires strong commitments and broad consultations among all stakeholders, in particular the EU, its member states, regions and firms.

What prospects for energy suppliers in Europe?

Nicolas Goldberg and Sébastien Méraud, Columbus Consulting

Energy suppliers move in a complex market in Europe. Given the EU's regulatory framework, which has constantly backed market liberalization, they face intense, diversified competition. Given their business model, structurally subject to high costs, they also face a systemic risk of shrinking margins due to price fluctuations and their customers' increasing bargaining power. In this context with its competitive and financial pressures, they could use the next five years to explore several possibilities: how to differentiate their offers of energy-related services, how to use digital technology to make customers loyal and optimize commercial costs, how to limit bottlenecks in the supply chain and how to stimulate growth by diversifying their activities.

What place for the biomass as a source of energy in a carbon-neutral France?

Claire Tutenuit and David Laurent, Entreprises pour l'Environnement (EpE)

Since climate change forces us to reduce or even eventually stop the consumption of fossil fuels, all branches of the economy (in particular energy) are hoping to secure their future production chain with a supply of renewable raw materials coming from the biomass. However the biomass does not have an unlimited yield. How can it help satisfy energy needs? The answer, in part, is drawn from the recently released study *ZEN 2050* by the association Entreprises pour l'Environnement. To explore the feasibility of carbon neutrality in France by 2050, this study balances the absorption by carbon sinks (from 60 to 100 Mt of CO₂ equivalents) with a stiff reduction in emissions (from 480 to 100 Mt of CO₂ equivalents).

The biomass will play a key role in the energy system, but several points of rivalry and synergy between the uses and services related to it exist: the food supply for people and animals, biodiversity, the capture of CO₂, soil amelioration, new materials... For instance, enlarging the capacity of carbon sinks implies expanding woodlands, limiting or even stopping the compacting of the soil due to human activities, and managing farmlands and farming practices so as to increase the carbon contained in the soil. Furthermore, soil management could significantly increase the quantity of the biomass available for energy purposes, a quantity that currently limits the supply of energy. In conclusion, the study advises public authorities to set up a new governance for the use of the soil, land and biomass that takes into account various uses and services.

The long-term equilibrium of supply and demand, or the geopolitics of energy on the road toward carbon neutrality

The geopolitics of energy in 2050

Olivier Appert, advisor at the Energy Center, IFRI

For a century now, the access to energy has fueled geopolitical conflicts between nation-states. These conflicts will persist during the energy transition, while new parties will be entering the game. A new dimension in the geopolitics of energy is the access to critical metals and to the technology indispensable for this transition.

A carbon-free world – What is Russia's response?

Tatiana Mitrova, PhD, Director, Energy Center, SKOLKOVO Business School, and Yuriy Melnikov, Senior analyst, Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO

The article reviews the impact of decarbonization and the global Energy Transition on Russia, analyzing Russia's position in relation to climate change and decarbonization agenda. Unlike some European countries, Russia has not yet made decarbonization of the energy sector a strategic priority. This is partially explained by the fact that there is a degree of skepticism among the stakeholders in relation to global climate change. Ranking fourth in the world in terms of primary energy consumption and the volume of carbon dioxide emissions, Russia continues to rely on fossil fuels, while its GDP energy intensity remains high amid relatively low energy prices and high capital costs. The share of RES in the energy mix (solar and wind power) is negligible and is not projected to rise above 1% by 2040. However, there is no denying that the Russian energy sector is beginning to feel the impact of increasing global competition, growing technological isolation due

to sanctions and ongoing financial difficulties. Quite apart from the impact of global climate change agenda, these factors present Russia with the necessity to produce a new development strategy for its energy sector, which has been and remains crucial for its economy.

National Oil Companies of the Future

Valérie Marcel, Chatham House

Will national oil companies (NOCs) be the champions of the energy transition and invest in clean energy? That is not a commonly asked question. Because NOCs are designed to produce and sell fossil fuels, their potential contribution in the area of renewables, cleaner energy and energy efficiency standards is often underappreciated. This article reviews NOC incentives to invest in the clean energy space and asks whether they are the right vehicles to lead the energy transition in their countries.

Strategies and policies for energy transitions: Between cooperation and fragmentation

Jean-Eudes Moncomble, Conseil Français de l'Énergie

Deep thought must be given to the determinants used in energy scenarios. Among critical points of uncertainty are the degree of international cooperation and the equilibrium between market operations and public policies – two very important means of leverage for managing energy. Fragmented or cooperative worlds thus appear in which energy systems will meet in different ways the objective of sustainability. A focus on the World Energy Council's scenarios...

Will China and India remain the world's workshop on a planet struggling with climate change? A technological and demographic interpretation of energy issues

Joël Ruet, economist at the CNRS (CEPN Paris 13 & CRG École Polytechnique) and president of the Bridge Tank

The industrialization of China and India can be interpreted as a diffusion of technology that the abundance of funding for infrastructures and "technological massification" has accelerated. The "demographic dividend" tends to speed up the effects of adopting a new technology. However these two countries are undergoing energy transitions toward the sustainability of their necessarily complex ecosystems, which involve several sorts of energy. Attention is drawn to the principal factors in this modernization-transition. Energy technology is, for these two countries, a sure way not just to remain the world's workshop but also to obtain the option to evolve beyond being a mere workshop.

Issue editors: Dominique Auverlot and Richard Lavergne

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Cartographie 4.0 : naviguer avec les cartes du XXI^e siècle

Préface :

Daniel BURSAUX

Introduction :

Françoise ROURE et Didier PILLET

Concevoir et fabriquer la cartographie 4.0

L'infrastructure de recherche « Pôle de données et services pour le système Terre », à la pointe des techniques d'imagerie et de cartographie numérique
Frédéric HUYNH, Nicolas BAGHDADI, Michel DIAMENT, Nicole PAPINEAU, Gilbert MAUDIRE, Richard MORENO et Pierre MAUREL

iTowns, le nouveau moteur de visualisation 3D de données géospatiales du Géoportail

Mirela KONINI, Alexandre DEVAUX et Mathieu BRÉDIF

L'apport des SIG 4D pour une cartographie du XXI^e siècle empreinte de modernité

Marie LACROIX

Why Standards Matter – The objectives and roadmap of the International Open Geospatial Consortium (OGC)

Mark REICHARDT et François ROBIDA

La géostatistique au service de la modélisation géologique 3D

Didier RENARD, Christian LAJAUNIE, Simon LOPEZ, Cécile ALLANIC, Gabriel COURRIOUX, Bernard BOURGINE et Philippe CALCAGNO

De l'usage des cartographies dynamiques par le cinéma immersif : l'exemple du partenariat entre l'ILOI et une société de production (XD Productions)

Jacques PEYRACHE et Alain SÉRAPHINE

Cartographie et visualisation

Éric GUICHARD

Valoriser la cartographie 4.0

La démarche GéoBIM : de la gestion du territoire à celle d'un bâtiment

Dimitri SARAFINOF, Arnaud MISTRE, Guillaume PICINBONO, Bruno VALLET et Laurent HEYDEL

Les cartes numériques terrestres pour la mobilité, quelles opportunités et quels enjeux ?

Yoann NUSSBAUMER

Les cartes numériques HD, le futur de la mobilité : quelle valeur ajoutée aux systèmes de conduite automatisés ?

Vincent MARTINIER

De multiples applications pour l'analyse des données AIS (Automatic Identification System) et la géovisualisation interactive de données

Damien LE GUYADER et Matthieu LE TIXERANT

La cartographie des parcelles agricoles et les services associés à Farmstar

Philippe GATE, Baptiste SOENEN, Mathilde CLOSSET, Norbert BENAMOU, Hervé POILVÉ et Michel FEUGA

L'utilisation des services cartographiques numériques d'urgence par satellite à des fins de sécurité intérieure

Stéphanie BATTISTON, Stephen CLANDILLON, Robin FAIVRE, Claire TINEL et Annett WANIA

Observatoire de la Dynamique Côtière de Guyane : la carte interactive, un outil au service d'une gestion durable des littoraux guyanais

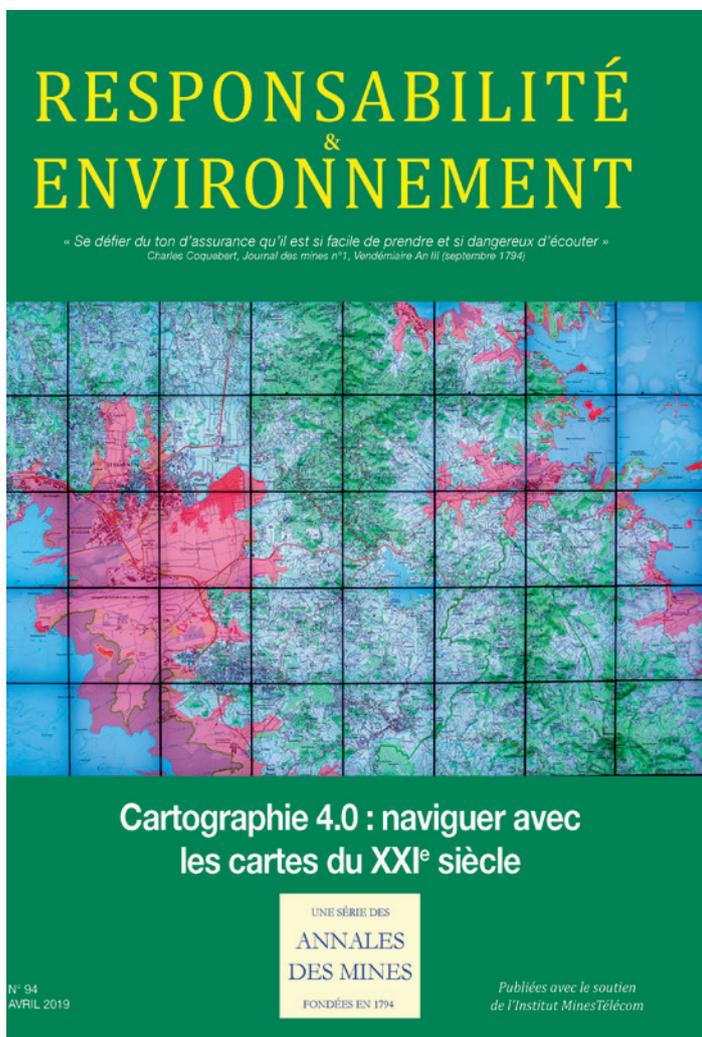
Julie FURIGA

La cartographie numérique des bassins hydrologiques : retours d'expérience des agences de l'eau

Sarah FEUILLETTE et Patricia BLANC

L'impact d'une plateforme régionale sur l'évolution des pratiques cartographiques des acteurs locaux

Christine ARCHIAS



Avril 2019

KaruGéo : le portail d'information géographique de la Guadeloupe, un projet de territoire

Anouk ROBILLARD

La cartographie numérique, un instrument de progrès ou de fracture sociale ?

Claire TUTENUIT

Hors-Dossier

Comment mettre la *Blockchain* au service de la mise en œuvre de l'Accord de Paris sur le climat

Patrice GEOFFRON et Stéphane VOISIN

Ce numéro a été coordonné par **Françoise ROURE et Didier PILLET**

Ce numéro peut être consulté et téléchargé gratuitement sur notre site

<http://www.annales.org>

Ont contribué à ce numéro



D.R

Thibaut ABERGEL est analyste-modélisateur au sein de la division des Technologies de la demande énergétique à l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il travaille en étroite collaboration avec les programmes de collaboration technologique de l'AIE pour comprendre les dynamiques de marché et développer un modèle de consommation énergétique pour le secteur du bâtiment. Ses travaux ont enrichi certaines analyses au regard de stratégies compatibles avec les Accords de Paris et d'autres objectifs de développement durable. Il participe également aux travaux de l'Alliance globale pour les bâtiments et la construction, pour laquelle il a co-écrit les *Bilans mondiaux 2017 et 2018*. Thibaut Abergel est ingénieur civil diplômé de MINES ParisTech.



D.R

Olivier APPERT a été président directeur général d'IFP Énergies nouvelles de 2003 à 2015 et du Conseil français de l'énergie, le comité français du Conseil mondial de l'énergie de 2010 à 2018. Il est membre de l'Académie des Technologies, président de France Brevets et conseiller du centre Énergie de l'IFRI. Ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur général des Mines, Olivier Appert a commencé sa carrière au service des mines de Lyon, puis a occupé différents postes au ministère de l'Industrie et au sein du Cabinet du Premier ministre. En 1987, il a pris la responsabilité de l'activité radiocommunication mobile au sein de la société Télécommunications radioélectriques et téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 directeur des Hydrocarbures au ministère de l'Industrie, il a rejoint en 1994 la direction de l'IFP, où il a été en charge notamment de la recherche et développement, et de sa filiale, une holding technologique cotée en Bourse. Il a été nommé en octobre 1999 directeur de la Coopération long terme et de l'Analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).



D.R

Dominique AUVERLOT est ingénieur général des Ponts, des Eaux et des Forêts. Après avoir occupé différentes fonctions depuis 2006 au sein du Commissariat général à la Stratégie et à la Prospective, devenu France Stratégie, il est maintenant en poste comme chargé de mission au ministère chargé de l'Écologie et de la Transition solidaire. Son

passage au sein de France Stratégie l'a conduit à participer, à réaliser ou à encadrer différents travaux relatifs à l'énergie, aux négociations climatiques mondiales, au calcul socioéconomique, aux transports, à la consommation durable ou encore au numérique. Il a commencé sa carrière en 1986 au sein du ministère de l'Industrie à la direction de la Sûreté des installations nucléaires, puis en DRIRE Provence-Alpes-Côte d'Azur et à l'École des Mines d'Alès, avant de rejoindre l'ANDRA, en tant que directeur auprès du directeur général. Il a ensuite travaillé de 2002 à 2006 au sein du ministère de l'Équipement, comme adjoint au sous-directeur des Transports collectifs, puis comme sous-directeur, chargé du budget et de la planification, à la direction générale des Routes.



D.R

Hervé BERCEGOL est physicien, expert senior au CEA, où il travaille depuis 1993 sur des problèmes d'interface entre la recherche fondamentale et l'ingénierie. De 1998 à 2009, il a piloté les études sur l'endommagement laser dans le cadre du projet Laser Mégajoule. Depuis 2010, il se consacre à la transition énergétique. Au sein de l'Alliance européenne de recherche sur l'énergie – EERA, il a été le premier coordinateur du programme AMPEA (Matériaux et procédés avancés pour les applications énergétiques) et a, par la suite, largement contribué à la naissance du projet SUNRISE, dont il est maintenant le coordinateur adjoint. Sur la période 2019-2020, SUNRISE travaille à l'élaboration d'une feuille de route européenne, scientifique et industrielle, pour des carburants et produits chimiques durables, afin d'accélérer la transition vers une économie circulaire basée sur le recyclage du CO₂.



D.R

Dr Fatih BIROL has served as Executive Director of the International Energy Agency since September 2015. He was re-elected in January 2018 for a second four-year term, which will begin in September 2019. Under his leadership, the IEA has undertaken its first comprehensive modernisation programme since its creation in 1974. This effort focuses on three pillars: opening the doors of the IEA to include major emerging countries, such as Brazil, China, India, Indonesia, Mexico and South Africa who have joined the IEA Family, thus increasing its share of global energy demand from 38% to almost 75%; broadening the IEA's security mandate to natural gas and electricity as well as oil; and making the IEA the global hub for clean energy technologies and energy efficiency.

Prior to his nomination as Executive Director, Dr Fatih Birol spent over 20 years at the IEA, rising through the ranks to the position of Chief Economist responsible for the flagship World Energy Outlook publication. He is also the founder and chair of the IEA Energy Business Council, one of the world's most active industry advisory groups in energy. Dr Fatih Birol has been named by *Forbes Magazine* as among the most influential people on the world's energy scene and was recognised by the *Financial Times* in 2017 as Energy Personality of the Year. He chairs the World Economic Forum's (Davos) Energy Advisory Board and serves on the UN Secretary-General's Advisory Board on 'Sustainable Energy for All'. He is the recipient of numerous awards, including the Japanese Emperor's Order of the Rising Sun, the Order of the Polar Star from the King of Sweden and the highest Presidential decorations from Austria, Germany and Italy.

Before the IEA, Dr Fatih Birol worked at the Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) in Vienna. He earned a BSc degree in power engineering from the Technical University of Istanbul and received a MSc and PhD in energy economics from the Technical University of Vienna. Dr Fatih Birol was awarded a Doctorate of Science honoris causa from Imperial College London in 2013. He was also made an honorary life member of Galatasaray Football Club in 2013.



D.R

Jean-Michel CAYLA travaille à la direction de la Stratégie d'EDF au sein du département Appui métier du pôle aval. Auparavant responsable de projets de recherche au sein de l'équipe « Prospective et appui stratégique » à la R&D d'EDF, il travaille depuis 2007 à la compréhension des déterminants – techniques,

économiques, sociologiques et

réglementaires – de la demande de services énergétiques et à leurs possibles évolutions à long terme, en lien avec les enjeux climatiques et la transition énergétique. Ses travaux ont notamment porté sur la prise en compte des questions comportementales dans les modèles de prospective et se sont appuyés sur le développement de différents modèles et scénarios énergétiques, en collaboration avec le milieu académique. Jean-Michel Cayla est titulaire d'un doctorat en économie et finances de l'École des Mines de Paris, d'un Mastère spécialisé en optimisation des systèmes énergétiques de l'École des Mines de Paris et d'un diplôme d'ingénieur de l'ESPCI.



D.R

Quentin DESLOT est ingénieur des Ponts, des Eaux et des Forêts, diplômé de l'École polytechnique. Il est titulaire d'un Master of Science en sciences de l'énergie et de l'atmosphère de Stanford University. En 2017, il rejoint la direction générale de l'Énergie et du Climat, où il est

en charge des activités de projections énergie et climat ainsi que du suivi des objectifs nationaux. À ce titre, il a notamment coordonné les travaux de scénarisation des émissions de gaz à effet de serre et des consommations d'énergie, des travaux sous-jacents à la programmation pluriannuelle de l'énergie et à la Stratégie nationale bas carbone.



D.R

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE est ingénieur de l'École supérieure d'électricité (Sup'Elec), ingénieur en génie atomique INSTN et docteur d'État en sciences économiques (Paris-I-Panthéon-Sorbonne). Ses spécialités sont la macroéconomie théorique et appliquée, l'économie de l'énergie et des

politiques énergétiques, l'économie du long terme et des externalités. Il est président en exercice de la section Économie de la Société française d'énergie nucléaire.

Après avoir occupé divers postes dans la stratégie puis la technique à AREVA, il dirige l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques du CEA (I-tésé), depuis mi 2009.

Il a publié plus de 140 articles dans des revues ou des conférences.

Dans le cadre du Débat national sur la Transition énergétique lancé par le gouvernement, l'ANCRE (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a été sollicitée afin d'apporter des éclairages sur les « futurs » possibles pour la France, dans un contexte européen et mondial. L'ANCRE a ainsi décidé d'étudier 3 scénarios contrastés d'évolution du mix énergétique français à l'horizon 2025 (2030), puis 2050. Jean-Guy Devezeaux de Lavergne est l'un des animateurs du groupe de travail Scénario de l'ANCRE.



D.R

Sophie DIDIERJEAN est professeure à l'Université de Lorraine. Ses recherches au Laboratoire Énergies, Mécanique théorique et appliquée (LEMTA) concernent les phénomènes de transferts couplés de matière, de chaleur et de charges dans les convertisseurs électrochimiques de type électrolyseur

et pile à combustible à membrane, et dans les batteries redox flow. L'approche comprend le développement de méthodes expérimentales basées sur des cellules instrumentées et des modèles multiphysiques avec pour objectif principal de mieux comprendre les phénomènes qui limitent les performances de ces systèmes. Elle co-dirige le GDR Redox Flow.

Mathieu ÉTIENNE est directeur de recherche CNRS au Laboratoire de Chimie Physique et Microbiologie pour les matériaux et l'environnement (Nancy). Il dirige le GDR Redox Flow créé en 2019 pour promouvoir la recherche



D.R

pour le développement des batteries redox flow. Ses propres recherches sont centrées sur la fonctionnalisation de surfaces d'électrodes pour promouvoir les réactions de transfert d'électrons, ce qui inclut les réactions impliquées dans les électrolytes de batteries redox flow et également des réactions catalysées par des systèmes biologiques, enzymatiques ou bactériens.



D.R

Marc-Antoine EYL-MAZZEGA est directeur du centre Énergie de l'Ifri, depuis le 1^{er} septembre 2017.

Auparavant, il a travaillé six ans à l'Agence internationale de l'énergie, où il a notamment été en charge de la Russie et de l'Afrique sub-saharienne, s'occupant plus particulièrement des analyses gaz et pétrole sur ces zones et des relations institutionnelles.

Marc-Antoine Eyl-Mazzega a également travaillé à la Fondation Robert Schuman, où il a animé un observatoire sur l'Ukraine. Ayant la double nationalité française et allemande, il est docteur de l'Institut d'Études politiques de Paris et est titulaire d'un double Master de Sciences Po et des Universités Freie, Potsdam et Humboldt. Ses travaux portent en particulier sur les enjeux géopolitiques liés aux marchés gaziers, notamment entre la Russie, l'Ukraine et l'Union européenne et les enjeux économiques et technologiques liés à la transition énergétique bas carbone.

Dominique FINON est directeur de recherche émérite au CNRS. Il est depuis 2003 chercheur associé au CIRED (CNRS et ENPC) et à la chaire « European Energy Markets » de l'Université Paris-Dauphine, et est conseiller scientifique du Conseil français de l'énergie. Il a été directeur de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002 et président et délégué scientifique de l'Association des économistes de l'énergie de 2004 à 2010. Ses sujets de recherche portent sur la régulation des industries énergétiques libéralisées et sur l'efficacité de politiques publiques (sécurité de fourniture, politiques Carbone, EnR, nucléaire et efficacité énergétique).

Nicolas GOLDBERG est diplômé de l'École supérieure d'électricité (Supélec) et est Senior Manager chez Columbus Consulting. Après une expérience au sein d'un grand cabinet international, Nicolas Goldberg accompagne désormais les grandes entreprises énergétiques dans leurs projets de transformation pour faire face aux mutations du marché de l'énergie, à l'avènement des *smart grids* et à la mise en place de la transition énergétique. Évoluant ainsi dans le conseil depuis plus de 10 ans, Nicolas Goldberg est également membre du pôle Énergie&Climat de Terra Nova, pour lequel il contribue à la rédaction des notes concernant son domaine d'activité.

Michel GUILBAUD est directeur général du Mouvement des entreprises de France (MEDEF).



D.R

Jean-Pierre HAUET est ancien élève de l'École polytechnique et est ingénieur du corps des Mines. Il a commencé sa carrière dans l'administration en tant que chargé de mission auprès du délégué général à l'Énergie et rapporteur général de la Commission de l'énergie du Plan. Il est entré ensuite à la Compagnie générale d'électricité (CGE), où il

a occupé différentes fonctions :

- président des Laboratoires de Marcoussis, centre de recherches d'Alcatel-Alsthom ;
- directeur général Produits et Techniques de Cegelec ;
- Senior Vice-President & Chief Technology Officer du groupe ALSTOM.

Depuis 2002, il est Associate Partner de KB Intelligence et exerce des activités de conseil dans les domaines de l'énergie, des automatismes, des radiocommunications et de la cybersécurité.

Il est également président de la section française de l'ISA (International Society of Automation), membre émérite de la SEE, rédacteur en chef de la REE (*Revue de l'Électricité et de l'Électronique*) et editorialiste à *Passages*.

Il est président du Conseil scientifique, économique, environnemental et social de l'Association Équilibre des Énergies (EdEn).

Jean-Pierre Hauet est l'auteur de nombreuses publications dont un ouvrage *Comprendre l'énergie – Pour une transition énergétique responsable*, paru aux Éditions l'Harmattan, en 2014.



D.R

Didier HOUSSIN est diplômé de l'Institut d'Études politiques de Paris (1977) et de l'École nationale d'Administration (1983). Il a exercé des fonctions internationales au ministère de l'Industrie de 1983 à 1987, puis a été détaché auprès de TOTAL jusqu'en 1990. Il a été ensuite sous-directeur des Affaires économiques et financières au ministère de l'Industrie, puis directeur des Ressources énergétiques et minérales de 1997 à 2004, avant de devenir directeur général délégué du BRGM.

De juillet 2007 jusqu'à septembre 2012, il a été directeur des Marchés et de la Sécurité énergétiques à l'Agence internationale de l'énergie (AIE). D'octobre 2012 à avril 2015, il a été directeur des Politiques et des Technologies énergétiques durables à l'AIE. À ce titre, il était responsable du développement des technologies à bas carbone et de la transition énergétique.

Il a été nommé président d'IFP Énergies nouvelles, le 8 avril 2015.



D.R

Élisabeth HUFFER est ingénieure. Elle a été l'un des premiers membres de la commission Énergie de la SFP, de X-Environnement, du conseil d'administration de SLC et du GISOC. Elle a co-publié plusieurs livres consacrés à l'énergie chez EDP Sciences.

Dominique JAMME est directeur général de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), depuis le 18 décembre 2018.

Depuis 2001, il a occupé différentes fonctions au sein de la CRE, notamment directeur des Réseaux, puis conseiller spécial du Président à partir de mai 2017. Dans le cadre de cette fonction, il a mis en place et animé le Comité de prospective de la CRE.

Diplômé de l'École polytechnique (promotion 83) et de l'École nationale supérieure des techniques avancées (promotion 89), Dominique Jamme a commencé sa carrière chez Giat Industries (1990-1993), puis à la Délégation générale pour l'Armement (1993-1996), avant d'intégrer le ministère de l'industrie comme chef du département Reconversion industrielle (1996-2000).



D.R

Marc JEDLICZKA est un praticien autodidacte de la transition énergétique. Il est un pionnier de la filière photovoltaïque d'abord pour l'alimentation en site isolé de sa propre maison (en 1985), puis en tant que fondateur de l'Association Hespul qui a réalisé en 1992 le premier raccordement au réseau de cette technologie.

Après avoir été élu au conseil régional de Rhône-Alpes entre 1992 et 1998 et contribué à ce titre à l'élaboration de la politique Énergie-climat, il est devenu directeur général d'Hespul, en 2000.

C'est à ce poste qu'il occupe toujours, à la tête d'une équipe de près de 40 salariés, qu'il a développé, au-delà d'une expertise reconnue sur le photovoltaïque à l'origine du site de référence www.photovoltaïque.info, une large palette d'activités au service de la transition énergétique territoriale allant du conseil indépendant auprès des ménages et des collectivités dans le département du Rhône via le dispositif des Espaces-info-énergie, jusqu'à la conduite de programmes européens Smart Cities impliquant des métropoles, en passant par des outils de sensibilisation, de formation et d'éducation à l'énergie s'adressant à tous les types de publics et qui marient transition énergétique et numérique (voir le site : www.hespul.org).

Fort de cette expérience de terrain, il participe activement depuis une trentaine d'années au plaidoyer de la société civile en faveur de la transition énergétique, notamment depuis qu'il est devenu en 2001 vice-président du CLER, le réseau pour la transition énergétique, qu'il a représenté lors du Grenelle de l'environnement et du Débat national

sur la transition énergétique qui a précédé la loi de Transition énergétique pour une croissance verte promulguée en 2015.

Co-fondateur à titre personnel de l'association négaWatt en 2003 dont il est devenu le porte-parole en 2006, il participe activement aux travaux de cette dernière en lui apportant son expérience multiforme, et a été l'un des co-auteurs du Manifeste négaWatt paru en 2011, puis actualisé en 2015 aux Éditions Actes Sud.



D.R

Maxine JORDAN est analyste de politiques d'efficacité énergétique au sein du programme des économies émergentes (E4) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), spécialisée dans le domaine du bâtiment. Après avoir obtenu son Masters d'ingénieur de l'Université de Cambridge au Royaume-Uni, elle a travaillé trois ans dans un bureau

d'études à Londres, se spécialisant dans la conception d'installations techniques de haute performance. Trois ans au Brésil lui ont ensuite permis de faire face aux enjeux du bâtiment basse consommation dans le contexte d'un pays émergent, où elle a commencé son activité dans le domaine des politiques. Aujourd'hui, elle accompagne les économies émergentes du programme E4 dans la conception et l'implémentation de politiques visant l'efficacité énergétique dans le bâtiment, ainsi que dans le renforcement de leurs capacités dans ce domaine. Elle participe également à l'élaboration de la Feuille de route globale du secteur avec l'Alliance globale pour les bâtiments et la construction.



D.R

François KALAYDJIAN est actuellement directeur Économie & Veille d'IFP Énergie nouvelles (IFPEN). Il a occupé auparavant plusieurs positions managériales à IFPEN, telles que directeur adjoint du centre de résultats Ressources énergétiques (en charge des programmes de Traitement du gaz, stockage d'énergie et captage-stockage de CO₂), directeur des Technologies de développement durable et directeur de l'Ingénierie de réservoir. François Kalaydjian est également président de l'Association CEDIGAZ, qui fournit de l'information sur l'industrie gazière à ses 70 membres issus de 40 pays. Il intervient au sein de différentes instances comme l'Association française du gaz en tant que membre de son conseil d'administration, le Conseil français de l'énergie, l'Alliance ANCRE pour laquelle il co-anime le groupe programmatique Économie, après avoir animé celui consacré aux Énergies fossiles, Géothermie et Matériaux stratégiques.

David LAURENT est responsable du pôle Climat & Ressources au sein de l'Association française Entreprises

pour l'Environnement (EpE). Il est notamment en charge de l'animation des commissions Changement climatique et Économie circulaire.



D.R

Richard LAVERGNE est ingénieur général du corps des Mines, diplômé de l'École polytechnique (promotion 75), de l'École supérieure de métrologie et de Télécom ParisTech. Depuis janvier 2017, il est membre permanent du Conseil général de l'Économie (ministère de l'Économie et des Finances), où il exerce les

fonctions de référent « Énergie et

Climat ». De 2008 à 2016, il a été conseiller auprès, à la fois, du directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de la Commissaire générale au Développement durable (CGDD), au sein du ministère chargé de l'Environnement et de l'Énergie. À ce titre, il a assuré, notamment, les missions de Secrétaire général du comité pour l'économie verte, de Secrétaire général du comité d'experts pour la transition énergétique, de vice-président du comité pour la coopération à long terme (SLT Committee) de l'Agence internationale de l'énergie et de président pour l'UE du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du dialogue énergétique UE-Russie. De fin 2012 à mi-2013, Richard Lavergne a été fortement impliqué dans l'organisation du Débat national pour la transition énergétique. De 2008 à 2017, il a été membre du comité directeur de l'Association française des économistes de l'énergie. De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'énergie et des matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE), organisme national d'accréditation pour les laboratoires d'essai et d'analyse.



D.R

Jean LE BIDEAU est professeur à l'Université de Nantes, Institut des matériaux Jean Rouxel, depuis 2008, après dix ans à l'Université de Montpellier en tant que professeur associé et deux ans à Michigan State University en tant que chercheur associé. Ses recherches visent à confiner la matière molle au sein de réseaux hôtes, soit sous forme

d'hydrogels à des fins biomédicales, soit sous forme de ionogels pour le stockage d'énergie. Dans le cas du stockage d'énergie, les électrolytes ionogels permettent d'obtenir des dispositifs tout solides dotés des propriétés particulières des liquides ioniques. L'accent est mis sur les effets d'interface et de confinement afin de mieux comprendre l'origine des bonnes propriétés de dynamique et de diffusion des espèces confinées.

Fabrice LEMOINE est professeur à l'Université de Lorraine. Ses activités de recherche au sein du Laboratoire Énergies, Mécanique théorique et appliquée



D.R

(LEMETA) portent sur la modélisation des transferts de chaleur et de masse dans des milieux fluides à plusieurs phases, appliquée aux dispositifs d'échange de chaleur. Il a dirigé le Laboratoire Énergies, Mécanique théorique et appliquée (LEMETA), dont les recherches sont orientées vers le domaine de l'énergie. À

l'Université de Lorraine, dans le cadre du programme Lorraine Université d'Excellence (I-SITE), il coordonne un large projet pluridisciplinaire concernant l'hydrogène en tant que vecteur ainsi que le défi socio-économique Énergies du futur. Au niveau national, il représente depuis 2010 la Conférence des présidents d'université (CPU) dans l'Alliance nationale de coordination de la recherche en énergie (ANCRE) et il est membre des groupes de travail Stratégie ; Europe et International ; et Sciences de base pour l'énergie.



D.R

Guy MAISONNIER est ingénieur économiste à l'IFPEN, en charge des analyses des marchés pétroliers et gaziers et de la transition énergétique. Il a travaillé précédemment au sein de Cedigaz, organisme international sur le gaz naturel, puis sur un projet Internet dans le secteur de l'énergie. Guy Maisonnier a également été ingénieur conseil dans

une société du secteur de l'énergie, avant de rejoindre le service international du secteur pétrole et gaz du ministère français de l'Industrie.



D.R

Nadia MAÏZI est professeure, HDR, directrice du Centre de mathématiques appliquées de Mines ParisTech et est membre du GIEC.

Ses activités de recherche et d'enseignement sont liées à la modélisation, l'optimisation et l'aide à la décision et sont dédiées aux questions énergie et climat. Elle a participé au renou-

veau de la discipline Prospective depuis 20 ans en s'appuyant sur les modèles de la famille TIMES.

En 1999, elle fonde le mastère spécialisé en Optimisation des systèmes énergétiques.

En 2008, elle crée la chaire « Modélisation prospective au service du développement durable ».

Depuis 2009, elle est la cheffe de la délégation ParisTech aux Conférences des Parties dans le cadre de l'UNFCCC.

De 2015 à 2018, elle a été membre du comité d'experts pour la LTECV.

Ingénieure civile de l'École des Mines de Paris (P85), titulaire d'un doctorat en Contrôle (1992) de l'EMP, elle a effectué un séjour post doctoral à l'Université de Stanford

(1994). Elle est chevalier des Palmes académiques, de l'Ordre National du Mérite et de la Légion d'honneur.



D.R

Claude MANDIL est ancien élève de l'École polytechnique et est ingénieur général des Mines (à la retraite).

Il est tout d'abord nommé dans les services régionaux du ministère de l'Industrie, puis à la DATAR.

En 1981, il devient conseiller technique chargé de l'industrie, de l'énergie et de la recherche au sein du Cabinet du Premier ministre, Pierre Mauroy.

En 1983, il devient PDG de l'Institut de développement industriel (IDI), puis, en 1988, directeur général du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

À partir de 1990, il est directeur général de l'Énergie et des Matières premières au ministère de l'Économie.

Il est nommé directeur général délégué de Gaz de France en octobre 1998, puis président de l'Institut français du pétrole, en avril 2000.

De février 2003 à septembre 2007, date de sa mise à la retraite, Claude Mandil est directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie.

Depuis son départ de l'AIE, Claude Mandil conseille des gouvernements, des entreprises et des organisations internationales.



D.R

Gaël MARANZANA est professeur à l'Université de Lorraine – Laboratoire Énergies, Mécanique théorique et appliquée –, depuis 2014. Ses recherches visent à comprendre les phénomènes de transferts de matière, de chaleur et de charges dans les systèmes électrochimiques pour la production d'hydrogène par électrolyse, sa compression et sa conversion en énergie électrique dans des piles à combustible. Il s'intéresse particulièrement à la caractérisation des hétérogénéités de fonctionnement/dégradations apparaissant dans ces systèmes.



D.R

Dr Valérie MARCEL is an Associate Fellow at Chatham House and project lead for the New Producers Group, a South-South knowledge-sharing network of 31 emerging oil and gas producer countries. She is the author of *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East* (2006) and *The Cost of An Emerging National Oil Company* (2016). She sits on the

Governing Board of REEEP and the Advisory Board of the Payne Institute at the Colorado School of Mines. Valérie Marcel is also on Arthur D. Little's advisory team working on the transformation of NOCs. She previously led ener-

gy research at Chatham House and taught international relations at the Institut d'Études politiques (Sciences Po), Paris, and at Cairo University.



D.R

Yves MARNIGAC est directeur de WISE-Paris, structure indépendante d'information, d'étude et de conseil sur les questions de nucléaire et d'énergie.

Titulaire d'une Maîtrise de mathématiques pures et d'un DEA en information scientifique et technique de l'Université d'Orsay, c'est par intérêt pour la mise en débat dans la société des en-

jeux scientifiques et techniques qu'il a engagé, en 1993, une recherche doctorale, en coopération avec le CEA, sur les conditions de mise en débat des activités de l'industrie nucléaire.

Chargé d'étude à partir de 1997, puis directeur depuis 2003 de WISE-Paris, il a développé une activité professionnelle ancrée dans cette problématique, il est expert indépendant sur le nucléaire, l'énergie, la prospective énergétique et les processus de décision associés.

Il a dans ce cadre fourni expertises et conseils à de nombreux acteurs allant, au niveau national, de l'IRSN à Greenpeace en passant par le CNRS ou la CNDP, et, au niveau international, de l'AEN ou de l'AIEA au Parlement européen, en passant par divers Parlements, agences gouvernementales et autres acteurs publics dans différents pays d'Europe et du monde.

Il a notamment participé, en 2000, à la préparation du rapport dit Charpin-Dessus-Pellat à l'attention du Premier ministre sur l'étude économique prospective de la filière électrique nucléaire. En 2012-2013, il a été membre du Secrétariat général du Débat national sur la transition énergétique, au sein du cabinet de la ministre de l'Écologie. Il est depuis 2014 membre de plusieurs groupes permanents d'experts de l'ASN.

Partie prenante au développement de l'expertise pluraliste en France, il contribue régulièrement aux travaux de différents groupes, tant au niveau institutionnel que dans le champ associatif. Porte-parole et délégué à l'analyse prospective de l'association négaWatt, il coordonne l'élaboration de ses scénarios de transition énergétique, dont le quatrième a été publié en janvier 2017.



D.R

Yuriy MELNIKOV is Senior analyst, Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO.

An expert with 12 years' experience in engineering consulting in the electric power and the industrial energy sectors. Graduated from the Ivanovo Energy University with a specialization in Energy Economics in 2005. Re-

ceived a diploma in thermal power plant engineering in 2006. Doctor of Science, specialized in the improvement

of thermal cycle at HPPs, including gas turbine and steam gas units.

In 2006-2009, Yuriy Melnikov took part in energy reviews of large industrial enterprises in the gas and metallurgical industries and developed energy efficiency measures.

From 2010 and prior to working at the Moscow School of Management SKOLKOVO, Yuriy Melnikov was Head of Business Development in engineering consulting companies supporting large investment projects in the Russian electric power sector, including the Russian division of Fichtner GmbH & Co. KG multinational (until 2012) and EF-TEK LLC (2012-2017). Yuriy Melnikov led technical audits and expertise projects at the existing power plants/energy systems and those planned for construction. He also co-ordinated projects in the field of distributed energy resources.

In 2013, Yuriy Melnikov completed an internship in the Netherlands as part of the President's Management Training Programme, organized by The Netherlands Business Academy. Specialised in sustainable energy.

Author of more than 40 scientific publications, co-author of a monograph and study aids in heat power engineering. Yuriy's research interests:

- technological efficiency in conventional generation,
- energy transition taking into account specific characteristics of Russia's energy sector,
- development of the engineering business in the electric power industry.



D.R

Sébastien MÉRAUD est diplômé de l'Institut d'Études politiques de Paris (Sciences Po) et consultant chez Columbus Consulting. Après deux premières expériences au sein d'EIFER (European Institut for Energy Research) sur les territoires à énergie positive, puis de la direction régionale (DAR) d'EDF sur les projets d'ancrage territorial

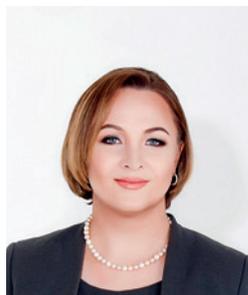
des centrales nucléaires, Sébastien Méraud a rejoint Columbus en janvier 2017. Dans le cadre de ses missions, il intervient notamment sur la promotion à l'international des systèmes français de comptage intelligent. Membre du collège Énergie de Columbus, il est l'auteur de plusieurs publications sur la transition énergétique des collectivités locales et sur le *business models* des *microgrids*.



D.R

Laurent MICHEL est ingénieur général des Mines, diplômé de l'École polytechnique. Il a commencé sa carrière dans le domaine de la gestion des risques en tant que responsable de division Environnement-eau à la DRIRE Lorraine. Il rejoint ensuite la DRIRE Languedoc Rousillon en tant que directeur adjoint. En 2000, il est nommé directeur adjoint de l'École des Mines de Douai et de la DRIRE Nord

Pas-de-Calais, puis directeur de la DRIRE Midi-Pyrénées. En 2006, il est nommé directeur de la Prévention des pollutions et des risques, délégués aux Risques majeurs et en 2008 directeur général de la Prévention des risques. Depuis 2012, il est directeur général de l'Énergie et du Climat au sein du ministère de la Transition écologique et solidaire.



D.R

Tatiana MITROVA is PhD, Director, Energy Center, SKOLKOVO Business School.

Scientific advisor at the Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Research Scholar at the Center on Global Energy Policy at Columbia University, Senior Research Fellow of the Oxford Institute for Energy Studies (OIES),

Distinguished Research Fellow at Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ).

More than twenty years of experience in the analyses of the Russian and global energy markets, including production, transportation, demand, energy policy, pricing and market restructuring.

Head of the annual "Global and Russian Energy Outlook up to 2040" project.

Board Member of «Schlumberger NV».

Dr. Tatiana Mitrova is a graduate of Moscow State University's Economics Department. Visiting Professor at the Institut d'Études politiques de Paris (Sciences Po) Paris School of International Affairs.

She has more than 190 publications in scientific and business journals and co-authors 10 books.

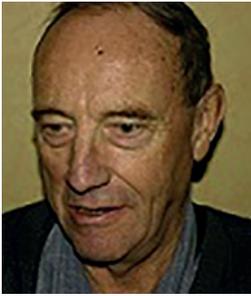
Jean-Eudes MONCOMBLE est, depuis mars 2002, secrétaire général du Conseil français de l'énergie, le comité français du Conseil mondial de l'énergie.

Ingénieur (École Centrale de Paris) et économiste, il a débuté sa carrière, en 1981, à l'École Centrale de Paris, où il a été nommé professeur d'économie et de management en 1985.

Il rejoint la direction de la Stratégie d'entreprise d'Électricité de France (EDF) en 1992, en charge des questions économiques et énergétiques. Chef de département en 1995, il traite aussi des marchés de l'électricité, de la production, de l'environnement et de la régulation.

Au niveau européen, il préside le Sustainability Board du CEEP. Il est membre de plusieurs associations dans le domaine de l'énergie ou de l'économie. Il est membre du conseil d'administration de l'Association française de science économique et assure plusieurs conférences dans des universités ou grandes écoles. Il est le rédacteur en chef de la revue bimestrielle *La Revue de l'Énergie*.

Hervé NIFENECKER est ingénieur de l'École polytechnique, docteur ès sciences et habilité à diriger des recherches. Il a fait sa carrière de chercheur en physique du noyau et des particules au CEA Saclay, puis au CEA Grenoble (chef du laboratoire de Physique Chimie nu-



D.R

cléaire, et, enfin à l'Institut des sciences nucléaires de Grenoble (IN2P3-CNRS). Il a été chercheur invité au Lawrence Berkeley Laboratory et au Niels Bohr Institut de Copenhague et a reçu le Prix Leconte de l'Académie des sciences pour l'ensemble de sa carrière scientifique.

En 1992, contacté par C. Rubbia, il a été à l'origine de la participa-

tion française aux études sur l'amplificateur d'énergie (Rubbiatron), qui devait, ultérieurement, conduire à la mise en place de l'effort français de recherche sur les réacteurs hybrides. C'est à l'occasion de sa collaboration avec C. Rubbia qu'il a pris conscience du défi du réchauffement climatique (Conférence de Rio 1992) et du rôle que pourrait jouer le nucléaire pour y répondre.

Retraité du CEA depuis 1995, il a été nommé conseiller scientifique au LPSC (ancien ISN) par l'IN2P3(CNRS) et consultant auprès du département d'études des Réacteurs rapides du CEN Cadarache jusqu'en 2005.

Il a cofondé la commission Énergie de la Société française de physique (SFP) en 1990, ainsi que le collectif Sauvons Le Climat (SLC) en 2005 et le GISOC en 2016

Il a récemment co-publié plusieurs ouvrages sur la problématique Climat Énergie : « L'énergie nucléaire a-t-elle un avenir ? » – Petites Pommes du Savoir, « L'énergie nucléaire : un choix raisonnable ? » – EDP-Sciences, « L'énergie dans le monde » – EDP Sciences, « L'énergie de demain : techniques, environnement, économie » – EDP Sciences, « Accelerator Driven Subcritical Reactors » – CRC Sciences.



D.R

Fabrice PATISSON est professeur à Mines Nancy, Université de Lorraine, et chercheur à l'Institut Jean Lamour. Il travaille actuellement sur la réduction des impacts environnementaux des procédés, notamment la réduction des émissions de CO₂ de la sidérurgie. Il a obtenu le Prix Champion H. Matthewson de TMS (États-Unis). Il a été

Chairman du sous-projet Hydrogen du programme intégré européen ULCOS (FP6, 2004–10). Il est en charge du projet Optimisation énergétique et environnementale des procédés et des filières du Labex DAMAS. Dans l'alliance ANCRE, il a été nommé par le CNRS membre du groupe de travail Industrie. Côté enseignement, il a la responsabilité du parcours Énergie-Procédés du Master Énergie de l'Université de Lorraine, et du parcours Transition énergétique à l'École des Mines de Nancy.

Donia PEERHOSSANI travaille au sein de la direction de la Stratégie d'EDF sur l'évolution à long terme de l'équilibre offre-demande de l'électricité en France. Auparavant, elle a travaillé pendant 4 ans au sein de la R&D d'EDF dans l'équipe Prospective et appui stratégique, où elle



D.R

était en charge du développement des activités de modélisation prospective de la demande énergétique. Elle a également travaillé sur des études relatives à la décarbonation profonde du système énergétique français et européen à long terme. Donia Peerhossani est diplômée de l'École des Mines de Douai et est titulaire d'un Master of Science de

l'Imperial College London. Elle est également Maître de conférences invitée au sein du Master International energy de Sciences-Po Paris.



D.R

Patrick POUYANNÉ est diplômé de l'École polytechnique et est ingénieur du corps des Mines. Il a occupé différentes fonctions au ministère de l'Industrie et dans des Cabinets ministériels de 1989 à 1996.

Il a notamment été conseiller technique du Premier ministre, pour l'industrie et l'environnement, de 1993 à 1995, et a été

directeur de Cabinet du ministre des Technologies de l'information et de l'Espace de 1995 à 1996.

Il rejoint Total en janvier 1997 comme secrétaire général de Total Exploration & Production Angola, puis est nommé représentant du Groupe au Qatar en 1999.

En août 2002, Patrick Pouyanné devient directeur Finances, économie et systèmes d'information de la branche Exploration & Production, puis en janvier 2006, directeur Stratégie, croissance, recherche de celle-ci.

En janvier 2012, Patrick Pouyanné est nommé directeur général de la branche Raffinage-Chimie et membre du comité exécutif du Groupe.

Le 22 octobre 2014, il est nommé directeur général de Total par le conseil d'administration, et devient simultanément président du comité exécutif du Groupe.

Le 29 mai 2015, il est élu membre du conseil d'administration de Total.

Patrick Pouyanné a été promu chevalier de la Légion d'honneur en avril 2015.

Le 16 décembre 2015, il est nommé par le conseil d'administration président directeur général.



D.R

Joël RUET est ancien élève de l'École des mines de Paris. Il est économiste, chercheur CNRS au CEPN (Centre d'économie de Paris-Nord) et associé au Centre de recherche en gestion (CRG) de l'École polytechnique. Ancien visiting Fellow de l'Université de TsingHua (Beijing) et de la London School of Economics, il a enseigné à l'École des Mines de Paris, à HEC-Paris, à l'Université Jawaharlal Nehru (New

Delhi, Inde) et à l'Université Rennes II. Joël Ruet préside le *think tank* The Bridge Tank et est membre du groupe Think20 du G20. Il est expert référencé par la National Development and Reform Commission du Conseil d'État de Chine.

Il a été chroniqueur Économies émergentes pour le supplément Économie du *Monde* de 2007 à 2014, et depuis publie régulièrement des tribunes dans *Monde Afrique* ou le *Diplomatic Courier*, Washington D.C. Il est régulièrement invité sur France 24.

Spécialiste de l'émergence, notamment en Chine, en Inde et en Afrique, ses travaux portent sur la recomposition industrielle et l'économie politique du capitalisme, et sur l'innovation conjointe technologique-financière-sociale dans la lutte contre le changement climatique. Il est l'un des co-animateurs des débats et travaux de l'axe Vision mondiale de l'Institut de la mobilité durable Renault-ParisTech.

Il est l'auteur du livre *Des capitalismes non-alignés : les pays émergents, ou la nouvelle relation industrielle du monde*, Éditions Raisons d'Agir, Paris, 221 p., octobre 2016. Analysant la dimension industrielle de l'essor des économies émergentes, il montre qu'elles ne convergent pas plus vers un modèle capitaliste-libéral en voie d'unification qu'elles ne peuvent être réduites à des capitalismes d'État centralisés et autoritaires. Ces émergences sont marquées par l'invention de formes étatico-économiques originales, non seulement non alignées sur les capitalismes de l'Occident, mais déjà capables de changer la face de la mondialisation, sur fond d'une foisonnante diversité, d'une innovation de trajectoire.

Joël Ruet a vécu en Inde, en Chine et en Afrique de l'Ouest.



D.R

Abdelilah SLAOUI est directeur de recherche CNRS au laboratoire ICUBE (Strasbourg). Il a longtemps dirigé l'équipe MaCEPV (Matériaux et composants pour l'électronique et le photovoltaïque). Ses propres activités sont orientées vers le développement de nouveaux matériaux et concepts pour la

conversion photovoltaïque. Il a publié plus de 250 articles, organisé plusieurs colloques et conférences sur l'énergie, et a initié ou participé à plus de 20 projets nationaux et européens. Depuis 2017, il est directeur adjoint scientifique de l'INSIS-CNRS et responsable de la cellule Énergie du CNRS.



D.R

Thierry TROUVÉ est ingénieur général des Mines (ingénieur de l'École des Mines de Paris).

Thierry Trouvé a commencé sa carrière au ministère de la Défense avant d'occuper différentes fonctions à la RATP (1990), puis à la DRIRE Nord Pas-de-Calais (1996). En 2000, il intègre la

Commission de régulation de l'énergie (CRE), en tant que directeur du Marché et du service public de l'électricité.

En 2003, il est nommé directeur de la Prévention des pollutions et des risques, délégué aux Risques majeurs, au sein du ministère de l'Écologie et du Développement durable. En 2006, il devient directeur général adjoint de GRTgaz. Il est directeur général de GRTgaz depuis le 26 avril 2013.

Auparavant, Thierry Trouvé a été directeur général de la société Elengy entre 2009 et 2013.

Il est Chevalier de la Légion d'Honneur et Chevalier de l'Ordre national du Mérite.

Claire TUTENUIT est ingénieure du corps des Mines. Elle est déléguée générale de l'Association française des Entreprises pour l'Environnement (Epe).

Créée en 1992, cette association regroupe une quarantaine de grandes entreprises françaises et internationales issues de tous les secteurs de l'économie qui veulent mieux prendre en compte l'environnement dans leurs décisions stratégiques et dans leur gestion courante. Les travaux de l'Association sont disponibles sur : www.epe-asso.fr



D.R

Thomas VEYRENC est directeur de la Stratégie et de la prospective à RTE.

Spécialiste de l'économie du système énergétique et de la régulation, il a récemment coordonné la préparation et la publication des Bilans prévisionnels de RTE, dont les scénarios ont été versés au débat public sur la programmation pluriannuelle de

l'énergie.

Dans ce cadre, il a mis en œuvre une large révision des modalités d'élaboration, du cadrage général et du champ couvert par les scénarios d'évolution du mix électrique – sécurité d'alimentation, économie générale comprenant un chiffrage systématique, et analyse des émissions de gaz à effet de serre. Ces études ont récemment été complétées de nouveaux volets sur la mobilité électrique, les imports-exports, et les réseaux.

Thomas Veyrenc est responsable de la concertation menée par RTE auprès de ses parties prenantes, et des relations avec les administrations et les autorités de régulation.

De 2012 à 2018, Thomas Veyrenc était directeur des Marchés, en charge des questions de concurrence. Il a été très impliqué dans les discussions avec la DG Concurrence de la Commission européenne sur l'ouverture des marchés de l'énergie en France.

Thomas Veyrenc était auparavant conseiller du président du directoire de RTE et a travaillé à la Commission européenne. Il enseigne la politique énergétique et la régulation à Sciences-Po, à Centrale-Supélec et au Collège d'Europe de Bruges. Il est membre du comité de pilotage de la chaire « European Electricity Markets » de l'Université Paris Dauphine et de l'Association des économistes de l'énergie.



D.R

Theodore J. WOJNAR is Vice President of Corporate Strategic Planning for Exxon Mobil Corporation (ExxonMobil). In this role, he oversees all of the corporation's strategic planning activities and the development of its Energy Outlook, ExxonMobil's assessment of global energy trends.

Theodore J. Wojnar has had a diverse career at ExxonMobil across

a range of assignments with varying geographic, business and technical scope. He has worked in refineries in Argentina and the United Kingdom, overseen the execution of large capital projects in Asia Pacific, and directed marketing and operations for Chemicals in Europe, Middle East, and Africa. He has had managerial assignments in R&D, IT, planning and marketing, and was project executive for a program to globally harmonize the work processes across the ExxonMobil Chemical Company. Followed by several senior leadership positions within the ExxonMobil Chemical and Downstream businesses. Prior to assuming his current role, Theodore J. Wojnar served as President of ExxonMobil Research & Engineering, responsible for corporate research, fuels and lubricants technology and refining/chemical capital project execution.

He earned a bachelor's degree in civil engineering at Rensselaer Polytechnic Institute, as well as an MBA from the University of Houston. He serves as a member of Rensselaer Polytechnic Institute's Annual Giving Leadership Council.

He was born in Troy, New York, grew up in five different states, and has lived with his wife and three children in New Jersey, Texas, and Virginia as well as overseas in Belgium and the United Kingdom.



D.R

Pascal YVON est diplômé de l'ESGF. Après divers stages dont certains à l'ONF, il crée une société de gestion, puis intègre un groupe d'alors 30 M€ de CA présent sur l'import-export et le négoce de bois exotiques d'Asie et du Nord. Il dirigea une scierie et fournit des chantiers prestigieux : Versailles, Louvre, Elysée, Bercy, réplique de l'Hermione...

Aujourd'hui gérant de sociétés dans l'agriculture, le secteur du bricolage et des matériaux, il crée en 2018 CARBON FOREST pour intervenir sur le marché des droits environnementaux. Il exerce la gestion de patrimoines et de massifs forestiers depuis plus de 30 ans, pour des acteurs privés et institutionnels. Il dirige un programme de recherche sur le chêne.

Il a été chargé de mission par les MAAP et MEEDE en 2010-11, sur la filière forêt-bois. Il a participé à l'écriture du Livre blanc pour la Transition énergétique (2012-13) et a rédigé de nombreuses notes pour le CGDD, des ministères, les Assemblées parlementaires et l'Elysée.

Il est membre fondateur de l'Alliance for Efficient Solutions de B. PICCARD, VP Pro Silva France, expert UICN et président d'un syndicat agricole départemental.

Il a publié *Plaidoyer pour la Forêt* (2007), aux Éditions Lignes de Repères, et commis divers articles pour des revues régionales et nationales, portant sur des sujets forestiers.