

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)



L'industrie française et la politique énergétique

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES
FONDÉES EN 1794

N° 78
AVRIL 2015

Publiées avec le soutien
du ministère de l'Économie,
de l'Industrie et du Numérique

L'industrie française et la politique énergétique

03

Avant-propos
Emmanuel MACRON

05

Introduction
Jean-Pierre CLAMADIEU

Défis de la politique énergétique (climat, compétitivité et sécurité d'approvisionnement)

07

Pourquoi une transition énergétique
est-elle nécessaire ?
Virginie SCHWARZ et Richard LAVERGNE

12

Le difficile triptyque de la politique énergétique
Claude MANDIL

18

A glimpse into european political debate: is energetic
transition really mandatory for everybody?
*État des lieux du débat politique européen : une
transition pour tous ?*
Jorge VASCONCELOS

Enjeux pour l'industrie en France

24

Le formidable défi de la production d'énergie dans un
monde en profonde évolution
Gérard MESTRALLET

30

À quelles transformations un groupe pétrolier et gazier
mondial doit-il se préparer pour les deux prochaines
décennies ?
Patrick POUYANNÉ

34

Les turbines conventionnelles sont-elles les gagnantes
ou les perdantes de la transition énergétique ?
Christophe DE MAISTRE et Jean-Philippe HENRY

40

Peut-on encore fabriquer des produits énérgo-intensifs
en France ?
Hervé BOURRIER

44

Nouveau modèle énergétique et nouvelle gouvernance :
une chance pour les PME/ETI ?
Bruno VENANZI et Bruno VANDERSCHUEREN

48

Et si certaines industries de base ne pouvaient se passer
totalement des énergies fossiles ?
Philippe ROSIER

L'innovation au service de la transition énergétique

52

La filière nucléaire face à la transition énergétique :
quelles innovations pour s'adapter ?
Philippe VARIN

57

Développer l'énergie éolienne dans un contexte
réglementaire mouvant
Jean-Marc LECHÈNE

62

Biomasse, géothermie, solaire thermique, récupération
de chaleur fatale : autant d'opportunités pour l'industrie
française
Bruno LECHEVIN

67

Le stockage électrochimique de l'énergie : principes,
applications et futurs défis
Patrice SIMON

73

La révolution du numérique dans le domaine de l'énergie
Jean THERME

78

Pas de transition énergétique sans réseau intelligent
Ian FUNNELL

82

Pour la performance des bâtiments, osons l'innovation
communicante
Carole LE GALL

85

A house makeover paid for by your energy bill
Jasper van den MUNCKHOF and Ron van ERCK

90

In memoriam : Luc Oursel
Jean-Pierre CLAMADIEU

91

Biographies des auteurs

96

Traduction des résumés

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN : 1268-4783
Série trimestrielle • n°78 - Avril 2015

Rédaction

Conseil général de l'Economie, de l'Industrie,
de l'Energie et des Technologies, Ministère de
l'Economie, de l'Industrie et du Numérique
120, rue de Bercy - Télédocus 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

Pierre Couveinhes
Rédacteur en chef

Gérard Comby
Secrétaire général

Martine Huet
Assistante de la rédaction

Marcel Charbonnier
Correcteur

Myriam Michaux
Webmestre

Membres du Comité de d'Orientation

Le Comité d'Orientation est composé des membres
du Comité de Rédaction et des personnes dont les
noms suivent :

Jacques Brégeon
Collège des hautes études de l'environnement
et du développement durable, ECP, INA P-G, SCP-EAP

Christian Brodhag
Ecole nationale supérieure des Mines de Saint-Etienne

Xavier Cuny
Professeur honoraire Cnam, Conseil supérieur
de la prévention des risques professionnels

William Dab
Cnam, Professeur

Thierry Chambolle
Président de la Commission « Environnement »
de l'Académie des technologies

Hervé Guyomard
CNRA Rennes

Vincent Lafèche
Président du BRGM

Yves le Bars
Cemagref

Patrick Legrand
Inra, Vice-président de la Commission nationale du débat
public

Benoît Lesaffre
CIRAD

Geneviève Massard-Guilbaud
Ecole des Hautes études en sciences sociales,
Directrice d'études

Marc Mortureux
Directeur général de l'ANSES

Alain Rousse
Président de l'AFITE

Virginie Schwartz
Directrice de l'Energie, MEDDE

Membres du Comité de Rédaction

Philippe Saint Raymond
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

Fabrice Dambrine
Président de la Section Innovation, Compétitivité et
Modernisation, CGE

Pascal Dupuis
Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique,
Direction générale de l'énergie et du climat, MEDDE

Jérôme Goellner
Chef du service des risques technologiques,
Direction générale de la prévention des risques, MEDDE

Jean-Luc Laurent
Directeur général du Laboratoire national de métrologie et
d'essais (LNE)

Richard Lavergne
Chargé de mission stratégique Energie-Climat au
Commissariat général au développement durable, MEDDE

Bruno Sauvalle
Ingénieur en chef des Mines, Mines ParisTech

Gilbert Trolly
Administrateur de la chambre syndicale des industries
minières

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

Photo de couverture :
Photo © Jean-Yves Desfoux/PQR/OUEST FRANCE/
MAXPPP
Pose du dôme du réacteur nucléaire EPR de Flamanville,
le 16 juillet 2013.

Iconographie
Christine de Coninck

Abonnements et ventes
COM & COM
Bâtiment Copernic - 20 Avenue Edouard 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

Editeur Délégué :
FFE - 15 rue des Sablons 75116 - www.ffe.fr
Fabrication : Charlotte Crestani : charlotte.crestani@ffe.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

Construire une « alliance de Paris pour le climat »

Par Emmanuel MACRON

Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

Accélérer la transition écologique : nous n'avons plus le choix et nous n'avons plus le temps. Sans attendre, il nous revient de mieux produire, « *de telle sorte que nos actions soient compatibles avec la permanence d'une vie humaine authentique sur la Terre* », comme l'exigeait déjà, il y a 35 ans, le philosophe allemand Hans Jonas.

Dans ce domaine, la France a la responsabilité d'être aux avant-postes et de montrer l'exemple. Mais nous nous devons également d'être réalistes et lucides, afin de ne pénaliser ni notre industrie, ni nos entreprises face à la concurrence internationale. C'est pour atteindre cet équilibre entre impératif écologique et exigence économique que le gouvernement se bat sur cinq fronts.

D'abord, le front de l'innovation. Un tiers des plans de la nouvelle France industrielle sont en lien direct avec la transition énergétique : ils participent ainsi directement à favoriser la mobilité décarbonée, à créer la ville durable de demain et à développer les énergies d'avenir. Dans chacun de ces champs, nous disposons déjà d'atouts considérables. Mais l'enjeu, c'est de devenir leader mondial.

Ensuite, le front de la simplification. Simplifier, c'est tout l'enjeu du travail de longue haleine mené pour mettre en place des autorisations uniques de projet, pour garantir la stabilité des règles et pour clarifier certaines dispositions d'implantation de projets, comme l'éolien à terre.

Par ailleurs, nous agissons pour renforcer notre efficacité énergétique et pour réduire le recours aux énergies fossiles : l'objectif, c'est d'accompagner et d'inciter les entreprises à mieux tenir compte, dans leur *business model*, de la valeur de l'énergie et du carbone. C'est le sens, notamment, de la prime à la conversion vers l'achat de véhicules électriques, du crédit d'impôt pour la transition énergétique, ou du fonds de transition énergétique qui stimule des marchés d'avenir, afin que nos industriels s'y positionnent, tout en contribuant aux objectifs d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans le même temps, nous nous battons sur le front de la compétitivité énergétique. Nous devons offrir aux entreprises françaises un coût compétitif de l'énergie : il en va de leur capacité à rester implantées sur le territoire national. C'est la raison pour laquelle, dans le projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, ainsi que dans le projet de loi sur la transition énergétique et la croissance verte, des mesures spécifiques sont prévues pour soutenir les entreprises fortement consommatrices d'électricité et exposées à la concurrence internationale.

Enfin, nous agissons en Europe et à l'international. Le système de quotas carbone, institué à l'échelle de notre continent, est la preuve que les choses avancent. Le Président de la République veut aller plus loin : instaurer un prix mondial du carbone qui est le seul moyen d'assurer l'équité entre les entreprises au niveau mondial.

Pas à pas, nous devons forger avec l'ensemble des acteurs économiques un autre modèle de production, plus vert, plus respectueux de ce qui nous entoure, plus durable. La 21^{ème} Conférence climat, que la France accueillera en décembre prochain, sera justement l'occasion de mobiliser la planète tout entière sur un sujet qui ne peut être traité efficacement qu'à l'échelle mondiale, mais qui dépend aussi de l'engagement de chacun des acteurs économiques.

algérienne
du côté de sa mère

française
du côté
de son père



ingénieur VINCI du côté de Nanterre
Chez VINCI, nous veillons à privilégier les compétences et le mérite de chacun, quels que soient ses diplômes ou ses origines. Nous nous engageons à former nos managers aux bonnes pratiques et à combattre toute discrimination à l'embauche, dans l'accès à la formation et à la promotion, pour que chaque salarié dispose des mêmes chances d'évolution au sein du Groupe.



les vraies
réussites
sont celles que
l'on partage

Introduction

Par Jean-Pierre CLAMADIEU

CEO de Solvay

Président du Conseil européen de l'industrie chimique (CEFIC)

Président du groupe de travail Énergie-climat de l'AFEP

Membre du comité exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD)

Je me réjouis de vous présenter ce numéro de *Responsabilité et environnement* dédié à l'industrie française et à la politique énergétique. Ce thème est d'une actualité particulière en cette période de bouleversements profonds des scénarii énergétiques, et d'incertitudes quant au contenu de l'accord attendu à l'issue des négociations climatiques en cours qui se concluront en décembre 2015 à Paris.

Disons-le d'emblée : il ne saurait y avoir de doute - et les articles qui suivent le prouvent - sur la nécessité d'une transformation profonde et urgente de notre modèle énergétique pour être en mesure de répondre aux défis du changement climatique et de la raréfaction des ressources naturelles de notre planète. Limiter la hausse de la température de l'atmosphère à 2°C d'ici à la fin de ce siècle exigera des efforts massifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment par une transformation de nos modes de production et de consommation d'énergie et cela dans toutes les régions du monde. Mais à côté de cette priorité écologique, il y a celle, non moins urgente, du maintien - voire dans certains cas de la relance - d'une activité industrielle innovante et compétitive, qui soit capable de contribuer à la croissance, à la création d'emplois, et donc à l'avenir de notre pays et, plus largement, à celui des économies développées.

Comment rendre compatibles ces deux urgences - climatique et écologique, d'un côté, et industrielle et économique, de l'autre ? Voici l'enjeu central, mis en avant par Emmanuel Macron, dont traitent les articles rassemblés dans ce numéro.

Les auteurs figurant dans la première partie élucident les tensions qui existent entre les grands objectifs de la politique énergétique qui se doit d'être simultanément au service de la compétitivité, de la sécurité d'approvisionnement et, désormais, de la transition écologique, le tout dans un contexte de construction progressive d'une Union énergétique européenne. Ils illustrent de manière convaincante le besoin d'une analyse rigoureuse de tous les impacts des composantes de cette politique pour trouver des équilibres viables sur le long terme.

La deuxième partie discute des impacts de cette politique pour l'industrie française, qu'elle soit productrice ou consommatrice d'énergie, qu'il s'agisse de petites, de moyennes ou de grandes entreprises. Ce qui est certain, c'est que l'accès sûr à une énergie compétitive est pour certaines industries exposées à la concurrence internationale une condition de la poursuite de leurs activités sur notre territoire. C'est ce qui explique la vigilance particulière qu'ils apportent à toutes les évolutions macroéconomiques et aux mesures de politique publique ayant un impact sur l'énergie. À nous industriels de faire de la pédagogie, mais aussi d'être force de proposition, afin de concilier le rythme du changement avec notre besoin de visibilité et de stabilité.

Un aperçu des opportunités qu'offre la transition énergétique est présenté par les auteurs des articles composant la troisième partie. Le monde énergétique est en effet en train de vivre plusieurs révolutions technologiques simultanées, au travers de l'émergence des énergies renouvelables, de nouvelles solutions de stockage et d'efficacité énergétique, et, enfin, du numérique, qui transforme les usages et la régulation. Ces révolutions sont notamment rendues possibles par les innovations de secteurs industriels tels que la chimie ou la métallurgie, ceux qui justement sont fréquemment perçus comme des freins à la transition énergétique.

Là réside un enjeu majeur pour l'avenir de notre industrie : réussir à penser cette transition écologique et énergétique pour transformer ce qui peut être vu comme une contrainte en une opportunité d'innovation et de croissance. C'est une condition de notre crédibilité vis-à-vis de nos concitoyens, qui considèrent encore trop souvent l'industrie comme la responsable des pollutions d'hier, sans avoir encore réalisé l'importance de sa contribution pour résoudre les défis énergétiques d'aujourd'hui et, plus encore, de demain.

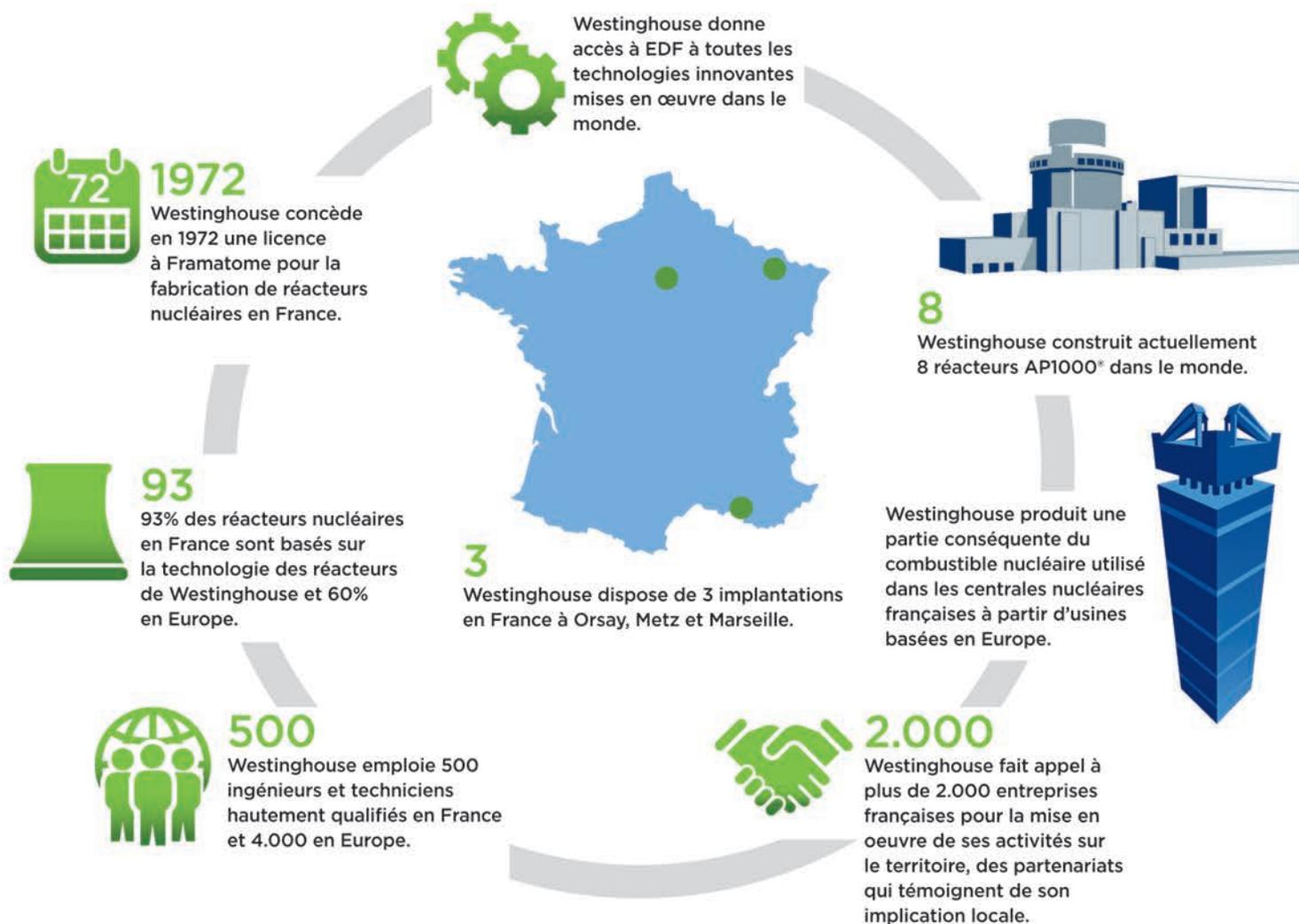
Je tiens à remercier sincèrement tous les auteurs pour la qualité et la richesse des points de vue qu'ils ont exprimés. Et un merci tout particulier à Christophe Schramm sans qui ce numéro n'aurait pu être réalisé.

WESTINGHOUSE, PARTENAIRE MAJEUR DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

POUR UN AVENIR ÉNERGÉTIQUE TOUJOURS PLUS PERFORMANT, SÛR ET ACCESSIBLE À TOUS

54 DES 58 RÉACTEURS DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS ONT ÉTÉ
CONSTRUITS SOUS LICENCE WESTINGHOUSE

« L'énergie est notre avenir, économisons-là! »



www.westinghouse-nuclear.com/France



Pourquoi une transition énergétique est-elle nécessaire ?

Par **Virginie SCHWARZ**

Directrice de l'Énergie, direction générale de l'Énergie et du Climat, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

et **Richard LAVERGNE**

Conseiller du Directeur général de l'Énergie et du Climat et conseiller « Énergie-Climat » du Commissaire général au Développement durable, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

La transition énergétique est aujourd'hui une façon de répondre aux défis climatique et environnementaux auxquels notre planète est confrontée. Elle est également source de croissance et d'emplois, qui sont tous deux particulièrement importants dans la période actuelle de morosité économique. Loin d'être une préoccupation spécifique à la France, la transition énergétique pour la croissance verte fédère un vaste mouvement international relayant une prise de conscience des scientifiques, des citoyens et de leurs représentants pour changer de modèle énergétique en agissant de concert et en renforçant le rôle des citoyens et des territoires au bénéfice de l'environnement et du bien-être, avec pour ambition de relever les grands défis écologiques du XXI^e siècle.

Pressions environnementales et opportunités économiques

La transition énergétique est à la fois une nécessité et une opportunité pour l'économie et la société

La crise écologique, économique et sociale que nous connaissons est liée à des modes de consommation et de développement qui ne sont pas durables. La concurrence dans l'accès aux ressources naturelles génère de plus en plus d'inéquités et de tensions géopolitiques, tandis que les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine humaine provoquent des changements climatiques.

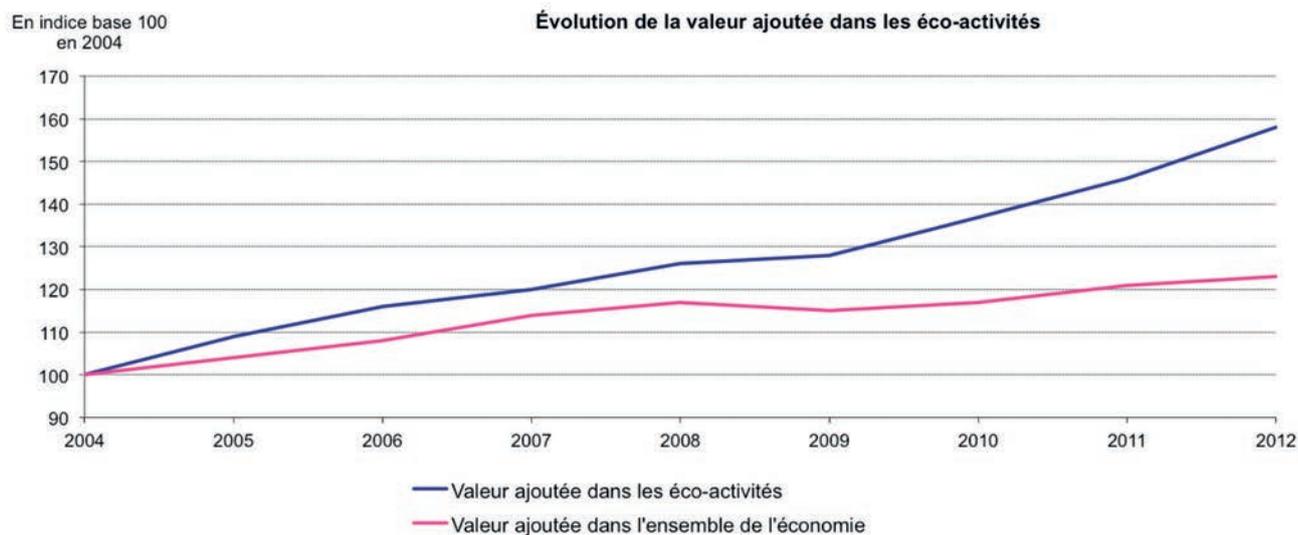
Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), dans son 5^{ème} rapport dont les trois volumes ont été publiés en 2013 et 2014, précise notamment qu'au rythme actuel de ces émissions de GES, l'augmentation des températures serait de l'ordre de 4,6°C à la fin du siècle par rapport à la période préindustrielle, avec des conséquences très importantes sur la fonte des glaces et sur l'élévation du niveau des mers. Les effets des changements climatiques se font déjà ressentir dans tous les secteurs et dans tous les milieux (agriculture, santé, écosystèmes terrestres et océa-

niques, approvisionnement en eau...) et sur tous les continents (des petites îles aux grands continents, des plus riches aux plus pauvres) et tous les océans.

Les risques liés au climat sont facteurs de tensions, souvent avec des résultats négatifs pour les moyens de subsistance, en particulier pour les personnes vivant dans la précarité.

La combustion d'énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) est à l'origine de près des deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre (80 % dans les pays OCDE et 60 % dans les pays non-OCDE). Ce constat explique pourquoi toute stratégie efficace d'atténuation du changement climatique passe par une évolution profonde des modèles économiques et sociaux d'offre et de demande d'énergie, évolution qui doit être d'autant plus rapidement engagée que l'inertie de ces modèles est forte, en raison de la durabilité et de la taille des infrastructures concernées (bâtiments, routes, centrales électriques...).

La transition énergétique est donc une nécessité pour pouvoir réagir face à ce constat et préserver non seulement l'environnement mais aussi l'économie. En 2006, l'économiste Nicholas Stern avait annoncé une baisse de 5 % du produit mondial brut liée au changement climatique, et des coûts



induits de 5 à 20 fois supérieurs aux sacrifices que les systèmes économiques devraient consentir pour pouvoir lutter efficacement contre l'effet de serre.

Au-delà du climat, la production et la consommation d'énergie ont des impacts sur la qualité de l'air, la consommation d'espace, la biodiversité, l'artificialisation des sols... Le rapport sur l'état de l'environnement que le Commissariat général au Développement durable (CGDD) a publié en décembre 2014 étaye ce constat, pour la France, par un panorama détaillé de la situation et des pressions qui s'exercent sur notre environnement et notre territoire.

La transition énergétique est également une opportunité en termes de création d'emplois et de croissance économique : ainsi, par exemple, en France, entre 2004 et 2012, le nombre d'emplois créés dans les éco-activités a augmenté de 36 %, ce qui représente un rythme de croissance annuel moyen de 3,9 %, lequel est très supérieur à celui de l'ensemble de l'économie (qui n'est que de 0,3 %). Ces emplois représentent aujourd'hui 1,8 % de l'emploi intérieur total. Ces chiffres montrent qu'une dynamique vertueuse a déjà été enclenchée, mais qu'elle doit être amplifiée et accélérée, ce qui correspond à une des attentes du gouvernement vis-à-vis de la loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte.

L'étude d'impact du projet de loi sur la Transition énergétique pour la croissance verte montrait, dans le scénario avec transition énergétique, un PIB (en volume) supérieur de 0,8 % et de 1,5 % (dans une fourchette allant de 1,4 % à 1,7 %) respectivement en 2020 et 2030 par rapport à son niveau en situation de référence, et une création d'emplois de l'ordre de 100 000 emplois, à court terme, et de l'ordre de 220 000 emplois (voire jusqu'à 300 000) en 2030.

Un autre des aspects positifs de la transition énergétique est le fait qu'elle permettra de réduire la dépendance de la France

vis-à-vis de ses importations énergétiques et de réduire la sensibilité des factures d'énergie des entreprises et des ménages au prix des hydrocarbures importés. Dans l'étude d'impact de la loi, la facture énergétique de la France baisse de 7 % à l'horizon 2030 par rapport à 2012 et la part de leur revenu consacré par les ménages à l'énergie est stable sur la période 2012/2030.

Les appels des organisations internationales

En juin 2009, l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économiques) a reconnu que « croissance » et « souci de l'environnement » pouvaient aller de pair et a entrepris l'élaboration d'une Stratégie pour une croissance verte. Un premier ensemble de travaux, qui ont été réunis en 2011 dans son rapport intitulé *Vers une croissance verte* précise qu'« une politique de croissance verte consiste à favoriser la croissance économique et le développement tout en veillant à ce que les actifs naturels continuent de fournir les ressources et les services environnementaux sur lesquels repose notre bien-être. Pour ce faire, elle doit catalyser l'investissement et l'innovation qui étayeront une croissance durable et créeront de nouvelles opportunités économiques. (...) C'est pourquoi des stratégies sont nécessaires pour parvenir à une croissance plus verte ».

Autrement dit, la « croissance verte » est un mode de développement économique respectueux de l'environnement qui concerne tant les éco-activités (assainissement de l'eau, recyclage et valorisation énergétique des déchets, dépollution des sites, énergies renouvelables) que les secteurs d'activité traditionnels (transports, agriculture et bâtiment).

Un chantier en cours à l'OCDE, dit APT (pour *Aligning Policies for the Transition to a Low-Carbon Economy*), insiste

sur l'urgence qu'il y a à relever le défi du changement climatique et sur l'ampleur de la menace, du fait d'une potentielle irréversibilité que celui-ci fait peser sur l'objectif d'atteindre une économie résiliente et une société inclusive. La mobilisation des pays est à ce jour variable en intensité, avec une prédilection pour des politiques et des mesures à court ou à moyen terme, qui, en général, ne sont pas à la hauteur du défi. C'est la raison pour laquelle l'OCDE plaide pour une approche résolue, concertée et ambitieuse qui peut s'appuyer sur le mécanisme des INDCs (*Intended Nationally Determined Contributions*) que les pays membres de la Convention Climat doivent communiquer au printemps 2015, dans le cadre de la préparation d'un accord international susceptible d'être signé lors de la COP21 (Conférence des Nations unies sur les changements climatiques) qui se tiendra à Paris en décembre 2015.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) ⁽¹⁾ a conçu trois scénarios énergétiques à l'horizon 2040 :

- un scénario central dit « Nouvelles Politiques » (NP), qui tient compte des engagements des pays en matière de réduction des gaz à effet de serre, notamment à la suite de la COP (Conférence des Parties) de Cancún (2010) ;
- un scénario tendanciel dit « Politiques Actuelles » (PA), qui décrit l'évolution des marchés mondiaux de l'énergie en prenant en compte uniquement les politiques en vigueur à la mi-2014 ;
- un scénario « 450 » ⁽²⁾, qui propose une évolution du système énergétique mondial qui permettrait de faire diminuer les émissions de gaz à effet de serre de manière à limiter le réchauffement climatique à 2°C (par rapport à l'ère pré-industrielle).

Le scénario de référence, pour l'AIE, est le scénario NP. Malheureusement, il n'est pas suffisant pour limiter la hausse du réchauffement climatique à 2°C, c'est-à-dire au niveau que les experts du climat considèrent comme tolérable d'ici à la fin du siècle. Au contraire, dans ce scénario, les émissions de CO₂ s'accroissent de 20 % d'ici à 2040 par rapport à 2012, ce qui conduirait à une hausse des températures de 3,6°C par rapport aux niveaux pré-industriels.

Il n'est pas envisagé par l'AIE de tensions durables sur les ressources d'ici à 2040, mais, même dans le scénario NP, l'évolution des politiques publiques et la pression des marchés tendent à réduire la part des énergies fossiles à 75 % du mix énergétique mondial, contre 82 % actuellement. Il faudrait aller bien au-delà en s'inscrivant dans un scénario désirable de type « 450 ppm », et l'AIE estime que ce sont 1 600 milliards de dollars par an qui devraient être investis dans les technologies bas carbone, contre 900 milliards dans le scénario NP.

Enfin, en 2013, le Conseil Mondial de l'Énergie (CME) a publié un rapport préconisant un système énergétique durable qui permette de fournir une énergie sûre, abordable et respectueuse de l'environnement, ce qu'il désigne par l'expression de « trilemme énergétique mondial ». Il s'agit de parvenir à un équilibre entre la sécurité énergétique, l'accès universel à

des services énergétiques abordables et une production et une utilisation de l'énergie qui soient respectueuses de l'environnement.

Dans un contexte mondial de mobilisation pour le développement durable, la croissance verte et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, la France s'est portée volontaire pour accueillir la conférence COP21 en décembre 2015 en vue d'aboutir à la signature d'un accord international qui permette de limiter à 2°C le réchauffement climatique. Dès 2012, le Président de la République, François Hollande, a choisi d'engager la France dans une transition énergétique selon un mode de co-construction avec la société civile passant par un Débat national sur la transition énergétique (de novembre 2012 à juillet 2013), avant de soumettre au Parlement un projet de loi relatif à la Transition énergétique pour la croissance verte.

Les objectifs de la transition énergétique lancée en France

La transition énergétique française vise à instaurer un nouveau modèle énergétique plus robuste et plus durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, aux évolutions des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de protection de l'environnement. Dans ce nouveau modèle, la lutte contre le dérèglement climatique et la réduction de la facture énergétique de la France (qui représente, malgré la baisse récente du prix du pétrole, près de 60 milliards d'euros par an) sont considérées comme des opportunités pour :

- combattre le chômage grâce à la croissance verte ;
- valoriser de nouvelles technologies ;
- conquérir de nouveaux marchés dans les domaines des énergies renouvelables, du transport propre et de l'efficacité énergétique ;
- améliorer la compétitivité des entreprises.

Cette transition énergétique est compatible avec la poursuite d'une croissance économique durable et la préservation de la qualité de vie des citoyens. Elle entraînera un découplage vertueux entre la richesse, d'une part, et la consommation de ressources et les impacts environnementaux associés, d'autre part. Les principales préoccupations de la politique énergétique voulue par le gouvernement sont au nombre de sept :

- la préservation de la santé et de l'environnement,
- la croissance verte,
- la sécurité de l'approvisionnement,
- un coût compétitif de l'énergie,
- la cohésion sociale et territoriale,
- la lutte contre la précarité énergétique,
- la mise en place d'une politique énergétique européenne.

(1) *World Energy Outlook 2014.*

(2) Le nom du scénario « 450 » trouve son origine dans le fait que, selon le GIEC, une limitation de la concentration en gaz à effet de serre dans l'atmosphère à environ 450 ppm (parties par million) d'ici à 2050 limiterait à 2°C la hausse de la température moyenne globale de la Terre, à cet horizon de temps.

Le projet de loi relatif à la Transition énergétique pour la croissance verte (voté en première lecture par l'Assemblée Nationale, le 14 octobre 2014, et par le Sénat, le 3 mars 2015) s'articule autour de ces sept préoccupations, tout en les élargissant (par exemple, à l'économie circulaire). Il fixe un horizon stable pour pouvoir agir dès maintenant en inscrivant dans la loi les grands objectifs de la politique énergétique :

- réduire de 40 % nos émissions de gaz à effet de serre en 2030, et les diviser par quatre en 2050, par rapport à 1990 ;
- réduire de moitié la consommation d'énergie à l'horizon 2050 par rapport à 2012 ;
- ramener à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité,
- porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de la France en 2030,
- réduire de 30 % la consommation d'énergies fossiles à l'horizon 2030 par rapport à 2012.

La transition écologique et énergétique voulue par le gouvernement repose sur deux volets principaux :

- l'innovation sociale et sociétale, avec une rénovation de nos modes de pensée et de notre socle culturel : il s'agit de faire émerger de nouvelles gouvernances, de nouvelles manières d'agir et de produire, de nouvelles pratiques de consommation plus sobres et partagées par l'ensemble des acteurs pour constituer progressivement de nouvelles références collectives ;
- l'innovation technologique et la recherche et développement en matière d'organisation et de procédés industriels : pour économiser les ressources naturelles et réduire les impacts environnementaux dans des secteurs d'activité ayant un faible taux de renouvellement des infrastructures et des équipements (comme c'est le cas pour la production d'énergie, le bâtiment ou les transports), les choix des prochaines années seront déterminants pour infléchir la trajectoire de long terme.

Ce nouveau modèle n'a rien d'abstrait, car de nombreux exemples, dans les territoires, démontrent que la construction d'un nouveau modèle pour la croissance verte et pour des emplois durables est d'ores et déjà possible, selon cinq axes clés :

- donner aux citoyens, aux entreprises, aux territoires et à l'État le pouvoir d'agir ensemble ;
- rénover les bâtiments pour économiser l'énergie, faire baisser les factures et créer des emplois ;
- développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé des Français ;

Les huit titres du projet de loi relatif à la Transition énergétique pour la croissance verte

Titre I^{er} : Définir les objectifs communs pour réussir la transition énergétique, renforcer l'indépendance énergétique et la compétitivité économique de la France et lutter contre le changement climatique.

Titre II : Mieux rénover les bâtiments pour économiser l'énergie, faire baisser les factures et créer des emplois.

Titre III : Développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé.

Titre IV : Lutter contre les gaspillages et promouvoir l'économie circulaire de la conception des produits à leur recyclage.

Titre V : Favoriser les énergies renouvelables pour diversifier nos énergies et valoriser les ressources de nos territoires.

Titre VI : Renforcer la sûreté nucléaire et l'information des citoyens.

Titre VII : Simplifier et clarifier les procédures pour gagner en efficacité et en compétitivité.

Titre VIII : Donner aux citoyens, aux entreprises, aux territoires et à l'État le pouvoir d'agir ensemble.

- lutter contre les gaspillages et promouvoir l'économie circulaire, de la conception des produits jusqu'à leur recyclage en fin de vie ;

- favoriser les énergies renouvelables pour diversifier nos énergies et valoriser les ressources de nos territoires.

Les territoires auront un rôle clé à jouer, car ils sont à la croisée des enjeux économiques, sociaux et environnementaux. Il s'agit de repenser les activités économiques de notre pays dans leur ensemble, à l'échelle du territoire, comme un écosystème spécifique, et ce, en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux, publics comme privés.

(1) World Energy Outlook 2014.

(2) Le nom du scénario « 450 » trouve son origine dans le fait que, selon le GIEC, une limitation de la concentration en gaz à effet de serre dans l'atmosphère à environ 450 ppm (parties par million) d'ici à 2050 limiterait à 2°C la hausse de la température moyenne globale de la Terre, à cet horizon de temps.



DUPRESCORRECAUCUETT © Solar Impulse PirelliandHesseler

PREMIER VOL SOLAIRE AUTOUR DU MONDE DEMANDONS PLUS A LA CHIMIE

Se poser les bonnes questions ouvre la voie à une chimie plus responsable.

« Il y a 10 ans, beaucoup pensaient que ce projet était impossible.

Partenaire de Solar Impulse depuis le premier jour, Solvay est fier de contribuer, par son esprit pionnier, sa passion pour l'innovation et ses solutions technologiques au premier tour du monde sans carburant. »

Jean-Pierre Clamadieu, CEO de Solvay



SOLVAY

asking more from chemistry®

Le difficile triptyque de la politique énergétique

Par Claude MANDIL

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

Une bonne politique énergétique s'évalue traditionnellement au regard de trois grands axes : la sécurité d'approvisionnement, la protection de l'environnement et la croissance économique. Mais comment mesurer de façon incontestable la contribution d'une décision de politique énergétique à l'aune de chacun de ces trois objectifs ?

L'article montre tout d'abord que certaines prétendues vérités qui s'affirment comme des évidences sont en réalité fausses : ainsi, le taux d'indépendance énergétique n'est pas une bonne mesure de la sécurité d'approvisionnement ; les énergies renouvelables ne contribuent en général ni à la sécurité d'approvisionnement, ni à la croissance économique, ni même à la protection de l'environnement ; l'efficacité énergétique est souvent souhaitable, mais elle ne l'est pas toujours. Puis sont analysés, d'une part, le bien-fondé du triple objectif que s'est fixé l'Union européenne (le « trois fois 20 en 2020 ») et, d'autre part, la pertinence des décisions politiques censées contribuer à l'atteinte de celui-ci. Le résultat, souvent consternant, appelle des mesures correctrices lourdes et urgentes.

En matière de politique énergétique, la notion de « triptyque » s'est imposée, un vocable un peu prétentieux pour rappeler qu'une bonne politique énergétique doit poursuivre trois objectifs : assurer la sécurité de fourniture, contribuer à la protection de l'environnement (ou au moins ne pas le dégrader) et faciliter la croissance économique.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) rassemble ces trois objectifs dans ce qu'elle appelle les « *three Es* » : *Energy security*, *Environment protection*, *Economic growth*, et elle rappelle qu'il n'est pas question de choisir : les bonnes politiques sont celles qui satisfont *simultanément* à ces trois objectifs. Il n'est pas certain qu'une telle exigence soit triviale, comme en témoigne cette autre appellation en forme de néologisme forgé par le Conseil mondial de l'énergie, le « trilemme », dont la parenté étymologique dit assez que l'on se trouve généralement placé devant des choix contradictoires entre eux.

Une question préalable doit être soulevée : quel est le périmètre géographique pertinent ? Pour le lecteur français, la réponse devrait aller de soi : il faut raisonner à l'échelle de l'Europe tant il est vrai que les « *three Es* » ne peuvent se concevoir

dans un pays de l'Union indépendamment de ce qui se passe dans les autres États membres. Malheureusement, nos compatriotes continuent trop souvent à croire que la France est un isolat et que les décisions politiques n'ont pas à tenir compte de l'extérieur. Nous résisterons à cette tentation, et en examinant les différentes options politiques récentes, nous nous préoccupons aussi bien de celles qui sont prises à Bruxelles que de celles qui sont prises à Paris.

Abordons maintenant chacun des trois volets du triptyque, pour constater d'emblée une difficulté majeure : la mesure de l'impact des décisions politiques fait défaut. Voilà qui va vivement contrarier notre culture d'ingénieur !

La sécurité des approvisionnements

La sécurité des approvisionnements en énergie, tout d'abord : comment la mesure-t-on ? Ou, plus exactement, quel critère mesurable faut-il choisir pour pouvoir apprécier le niveau de sécurité d'une collectivité donnée ? La force de l'évidence et



Photo © Jim Wilson/THE NEW YORK TIMES-REA

La raffinerie de Port-Arthur (Texas) inondée et détériorée par l'ouragan Rita en septembre 2005.

« Quand le sud des États-Unis a subi en septembre 2005 une pénurie dramatique de carburant, c'est parce que les ouragans Rita et Katrina avaient noyé toutes les raffineries situées sur le littoral américain du golfe du Mexique. »

l'approximation du discours politique ont dégagé ce critère mesurable : le « taux d'indépendance énergétique », qui reflète cette logique que si vous importez une partie importante de votre énergie, vous êtes moins en sécurité que si vous en importiez peu.

Passons sur le fait qu'il est moins simple qu'il n'y paraît de définir ce qu'est une énergie autochtone et ce qu'est une énergie importée : le nucléaire français est-il autochtone (alors que le minerai d'uranium est importé) ? La réponse classique, d'ailleurs tout à fait acceptable, est oui - en raison de la très faible valeur ajoutée située à l'étranger et de la facilité de stockage de la matière première. Et l'éolien ? Est-il une énergie locale, alors que sa mise en œuvre est dépendante d'un approvisionnement en terres rares qui est problématique du fait du quasi-monopole du fournisseur ?

Mais plus encore qu'un problème de définition, c'est le critère lui-même qui ne résiste pas à l'examen : la très grande majorité des ruptures d'approvisionnement constatées ces dernières années ont une origine locale et non pas internationale.

Quand le sud des États-Unis a subi en septembre 2005 une pénurie dramatique de carburant, c'est parce que les ouragans Rita et Katrina avaient noyé toutes les raffineries situées sur le littoral américain du golfe du Mexique. Lorsque le Japon, en 2011, s'est trouvé à court d'électricité, c'était en raison

d'un désastre nucléaire causé par de graves insuffisances de la culture de la sûreté japonaise. Lorsque survient une pénurie d'électricité en Espagne, c'est parce que la sécheresse a empêché les barrages espagnols de se remplir. Quand la France redoute que ses stations-services soient à sec, c'est parce que les dépôts français d'hydrocarbures sont bloqués par une grève des chauffeurs routiers ou des agents des raffineries. On pourrait multiplier les exemples...

Naturellement, il y a, comme on disait autrefois, l'exception qui confirme la règle, à savoir l'insupportable dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe. Nous verrons un peu plus loin que cette dépendance est beaucoup moins insupportable que l'on ne se plaît à le dire. Mais notons pour l'instant que l'on ne peut pas bâtir une politique sur une exception en oubliant la règle générale.

Le critère du taux de dépendance est donc inapproprié. Plus grave : il est contre-productif, car certaines énergies importées (le charbon, par exemple) sont beaucoup plus sûres que certaines énergies locales, telles que, par exemple, la production d'électricité renouvelable, qui est intermittente et non pilotable. On peut souhaiter réduire le poids de ses importations d'énergie pour des raisons d'équilibre de sa balance des paiements, mais pas pour améliorer la sécurité de ses approvisionnements.



Photo © Joseph Sywenky/REDUX/THE NEW YORK TIMES-REA

Le gazoduc reliant la Russie à l'Union européenne via l'Ukraine, avril 2014.

« Il y a l'exception qui confirme la règle, à savoir l'insupportable dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe. »

Alors, quel critère choisir ? En réalité, la sécurité des fournitures d'énergie d'un pays résulte non pas d'une absence d'importations, mais de la *diversité* de ses approvisionnements et de la *souplesse* de la chaîne industrielle et commerciale du secteur considéré. Ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier, avoir un bouquet énergétique diversifié, une variété de fournisseurs, de multiples voies d'approvisionnement, des installations flexibles : voilà ce qui assure la sécurité, avec en plus, si nécessaire, la possibilité de disposer d'un filet de sécurité, sous la forme de stockages de précaution (quand c'est possible). C'est ainsi que l'AIE gère les stocks d'urgence de pétrole brut et de produits pétroliers des pays de l'OCDE (des stocks équivalant, dans chaque pays, à quatre-vingt-dix jours, au moins, d'importations nettes) et que la Commission européenne recommande le développement de stockages de gaz.

Malheureusement, la notion de diversité est très difficile à quantifier, et celle de souplesse l'est encore plus. Les autorités de la concurrence mesurent un « indice de concentration » - généralement l'indice d'Herfindahl-Hirschmann, HHI ⁽¹⁾ - qu'il serait intéressant d'essayer d'appliquer à la diversité des approvisionnements en énergie, mais à la condition de choisir le périmètre pertinent : il faudrait analyser à part un premier secteur, celui des transports (où les produits pétroliers restent sans concurrent sérieux), et un second secteur composé du reste (chaleur/froid, force motrice, lumière, production d'électricité), dans lequel toutes les énergies primaires sont en concurrence.

La Commission européenne établit sur le modèle de l'indice HHI un indice SCI (pour *Supply Concentration Index*) qui est spécifique aux approvisionnements en gaz.

On constate qu'à l'aune de ces critères, l'Europe est dans une situation très enviable - y compris pour le gaz, contrairement à ce que l'on entend en permanence, puisque le gaz russe représente moins de 10 % de l'énergie primaire consommée dans le second secteur. La sécurité énergétique en Europe est en tout cas bien meilleure que celle de certains de ses États membres pris individuellement. D'où une notion supplémentaire pour qualifier la sécurité, la *solidarité*, une caractéristique essentielle d'une communauté : les pays pénalisés par une dépendance excessive (par exemple vis-à-vis de Gazprom) peuvent-ils compter sur des approvisionnements de secours en provenance des autres États membres de l'Union européenne ? Cela suppose quelques investissements supplémentaires dans des interconnexions gazières (afin de permettre le « *reverse flow* », c'est-à-dire la possibilité, pour les gazoducs, d'acheminer leur gaz d'ouest en est), une mise en œuvre effective du marché intérieur (impliquant un abandon des clauses de destination) et une volonté politique forte. Mais nous voilà loin d'une mesure scientifique de la sécurité.

(1) L'indice HHI est la somme des carrés des parts de marché exprimées en pourcents. À un monopole absolu correspond un indice HHI de 10 000 (100²), dix acteurs détenant chacun 10 % de part de marché donnent un indice HHI de 1 000 (10x10²). La concentration est d'autant plus forte que son indice HHI est élevé.

La protection de l'environnement

Qu'en est-il de la protection de l'environnement ?

Première observation : les gouvernements et l'Union européenne ont complètement réduit ce deuxième volet du triptyque à deux grands objectifs : la lutte contre le changement climatique (en fait, la réduction des émissions de CO₂), d'une part, et la réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique, d'autre part.

Le moins que l'on puisse dire, c'est que ce choix ne va pas de soi : la réduction de la part du nucléaire résulte plus d'une manifestation de défiance des opinions publiques que d'une analyse raisonnée de l'impact du nucléaire sur l'environnement, les mêmes opinions publiques font de plus en plus entendre leur rejet de la grande hydraulique et de l'éolien terrestre, et le CO₂ lui-même n'est qu'un gaz à effet de serre parmi d'autres (c'est certes celui dont la production est la plus abondante, mais son pouvoir de nuisance est considérablement inférieur, à teneur égale, à celui du méthane, que l'on ne compte pas). Mais ne soyons pas trop négatifs : nous avons, avec la teneur en CO₂, un marqueur utile de l'effet de serre..., à condition, toutefois, que l'Europe veuille à ne pas se limiter au seul calcul du CO₂ émis sur son territoire, mais qu'elle inclue dans les émissions dont elle est responsable celles qui résultent ailleurs dans le monde de ses consommations de clinker, de poutrelles d'acier, de matières plastiques et de produits manufacturés en tous genres qu'elle importe !

Cette analyse, difficile à conduire, a été menée au Royaume-Uni, mais nulle part ailleurs à notre connaissance. Elle produit malheureusement des résultats beaucoup moins glorieux (avec un carbone consommé en hausse) que ceux qui font l'objet d'objectifs et donc de mesure (comme le carbone émis qui lui est en baisse). La mesure de l'impact d'une politique énergétique sur l'environnement est décidément aussi riche en chausse-trappes que celle de sa contribution à la sécurité des approvisionnements.

La croissance économique

La croissance économique (le troisième volet de notre triptyque) semble, à première vue, moins problématique dans sa définition : en effet, quoi de plus utilisé, de plus galvaudé même, qu'un taux de croissance ? Le problème, ici, c'est que l'on sait mesurer un taux de croissance *ex post*, mais que l'on est bien incapable, *ex ante*, de mesurer l'impact d'une politique sur un taux de croissance. Si c'était possible, cela se saurait...

Il faut donc trouver d'autres manières d'apprécier l'efficacité d'une politique énergétique, dans ce domaine.

Deux voies sont possibles. La première, de loin la plus utilisée par les responsables politiques, consiste à remplacer l'effet sur la croissance par l'effet sur l'emploi : est bonne une politique énergétique qui crée de l'emploi.

Fatale approximation ! Les évaluations, nombreuses, ont toutes pour caractéristique d'évaluer les emplois créés directement ou indirectement (emplois induits) par une décision, mais jamais d'évaluer les emplois détruits par cette même décision. Le biais est compréhensible, car les emplois créés sont visibles, alors que les emplois détruits le sont parfois beaucoup moins. Il faudrait rappeler en permanence une vérité que nos dirigeants semblent trop souvent oublier : toute décision de développer des énergies non compétitives en leur accordant des subventions publiques ou des tarifs privilégiés (ce qui revient au même, seule change l'origine de la subvention) détruit des emplois – à la fois parce qu'elle pénalise des concurrents, qui sont contraints de réduire leur activité, parce qu'elle restreint le pouvoir d'achat des payeurs (contribuables, clients) et parce qu'elle réduit globalement l'efficacité de l'économie. Certaines subventions sont certes parfois justifiées, mais toutes détruisent des emplois globalement, et ce même quand elles en créent ponctuellement.

D'où une seconde voie consistant à réduire autant que possible le fardeau qui pèse sur les épaules de l'économie (française ou européenne), autrement dit à choisir autant que possible les solutions les moins coûteuses. Voilà qui tombe bien : il existe un outil pour cela, le marché, dont on a tendance à oublier que c'est sa fonction. C'était l'ambition du marché européen de l'électricité et du gaz. Nous verrons, hélas, ce qu'il en est advenu dans la pratique.

Et si, après avoir décrit l'intérêt, mais aussi les limites de la notion de triptyque, nous passions aux travaux pratiques ? Puisque l'Europe s'est donné une série d'objectifs emblématiques, le fameux « trois fois 20 en 2020 » (encore un trépied !), voyons comment chacun de ces trois objectifs se place dans notre triptyque ⁽²⁾.

L'efficacité énergétique, tout d'abord. Mesurée par la consommation d'énergie primaire par unité de PIB, l'efficacité énergétique européenne devra, dans le paquet 3x20, avoir augmenté de 20 % en 2020 par rapport à l'évolution tendancielle. Bien que (ou parce que ?) non contraignant, cet objectif fait consensus. De plus, il semble satisfaire simultanément aux trois volets du triptyque : consommer moins d'énergie permet de réduire les importations, les émissions et les factures.

En gros, c'est tout à fait exact, mais le diable se niche parfois dans les détails.

Premier exemple : par pure convention statistique, l'énergie primaire d'une centrale nucléaire est son énergie thermique, correspondant à un rendement d'environ 30 %. Si l'on remplace une centrale nucléaire par une centrale ultra-supercritique au charbon (rendement : 45 %), l'efficacité énergétique de cette production d'électricité augmente de moitié – mais c'est là une augmentation parfaitement artificielle, qui en réalité accroît les émissions de CO₂ ! En revanche, si l'on ajoute à cette centrale une installation de capture et de stockage du CO₂, l'efficacité s'effondre !

(2) Ce triple objectif a été récemment actualisé pour l'horizon 2030.

Autre exemple : les idées les plus ambitieuses fleurissent sur l'efficacité énergétique des bâtiments, avec notamment l'irruption du concept de « Bepos » (bâtiment à énergie positive), un bâtiment qui produit plus d'énergie qu'il n'en consomme. Mais personne ne se demande si le coût d'un tel bâtiment ne rend pas en réalité la tonne de CO₂ évitée beaucoup plus coûteuse que celle résultant du recours à d'autres moyens, ce qui disqualifie cette politique en ce qui concerne le volet « croissance » du triptyque. Donc : bravo pour l'efficacité énergétique ! Mais à la condition que ce concept ne recouvre pas d'un voile pudique des décisions contre-productives. Cet objectif (toujours non contraignant) a été porté, en vertu de décisions du Conseil européen du 3 octobre 2014, à 27 % à l'horizon 2030.

Les émissions de CO₂, ensuite : le paquet « 3x20 » disposait que celles-ci devaient baisser de 20 % par rapport à la référence 1990. Cet objectif (porté à 40 % en 2030 par le Conseil du 3 octobre 2014) est exogène par rapport à la politique énergétique, laquelle doit s'y soumettre afin de respecter les grands objectifs de lutte contre l'effet de serre. Ce que l'énergie peut faire valoir, c'est d'abord qu'il aurait mieux valu s'occuper des émissions induites par nos consommations (voir la remarque faite plus haut) et, ensuite, qu'il est nécessaire d'atteindre cet objectif au moindre coût (volet « croissance » du triptyque). Une bonne décision avait été prise en ce sens : la création d'un marché, le SEQUE (Système d'échange des quotas d'émissions, EU-ETS en anglais). Hélas, faute d'avoir été géré comme on doit gérer tout marché de valeurs, ce marché se traîne à des niveaux qui lui ôtent tout pouvoir incitatif. Du coup, les États se sont tournés, pour atteindre l'objectif de réduction des émissions, vers d'autres moyens, y compris les plus extravagants, qui leur étaient suggérés par le troisième objectif du « 3x20 », à savoir la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

Au titre du troisième objectif du « 3x20 », ces dernières doivent en effet représenter, en 2020, 20 % de l'énergie primaire consommée dans l'Union (un objectif porté à 27 % en 2030). Sans bien s'en rendre compte sans doute, les responsables européens ont, par cette décision, signé l'arrêt de mort du marché intérieur de l'électricité et ont donc, de fait, abandonné le volet « croissance » du triptyque : comment, en effet, faire fonctionner un marché sur lequel les producteurs sont censés se faire concurrence, les meilleurs étant ceux dont les coûts

sont les moins élevés, si l'une des technologies est totalement mise à l'abri de toute concurrence par des tarifs d'achat garantis et par une priorité d'accès au réseau ? Tous les graves dysfonctionnements actuels du marché de l'électricité abondamment relevés depuis quelques mois ⁽³⁾, proviennent de cette contradiction. Tous les éléments du triptyque en sont affectés : la croissance, car le coût de l'électricité ne cesse d'augmenter ; la sécurité, car le poids croissant des énergies intermittentes dans les réseaux rend ces derniers très vulnérables ; et même l'environnement, car les émissions de gaz à effet de serre sont accrues par les rejets des centrales thermiques nécessaires pour pallier l'intermittence du vent et du soleil.

La fermeture prématurée de centrales nucléaires que l'Autorité de sûreté nucléaire a pourtant déclarées « bonnes pour le service », au besoin au prix d'investissements complémentaires, appelle une conclusion semblable : les trois clignotants du triptyque passent au rouge ! Rouge pour la sécurité, car le remplacement des centrales fermées n'est généralement pas assuré (en tout cas, pas avec les investissements qui sont nécessaires dans les réseaux), rouge pour la croissance puisqu'il y a destruction de valeur économique, et rouge pour l'environnement puisque l'on supprime un moyen de production non émetteur de CO₂. Si la situation n'était pas aussi désolante, on pourrait en sourire, en constatant que l'approche par le triptyque ne conduit pas toujours à la gestion des contradictions : en effet, certaines décisions peuvent être à 100 % de mauvaises décisions !

En conclusion : le « triptyque » est un outil d'analyse utile, qui illustre bien la difficulté des décisions en matière de politique énergétique. Mais, utile, il l'est à la condition que l'analyse de l'impact des décisions politiques sur les trois éléments qui le composent soit conduite avec rigueur.

Ce n'est sans doute pas le seul outil à appeler une telle conclusion.

(3) Voir en particulier le rapport Synopia, « Une nouvelle politique européenne de l'énergie ? Analyse et propositions », sur www.synopia.fr, mars 2014, ou les déclarations du groupe Magritte qui est composé des plus grands groupes électriciens européens.



Cockerill Maintenance & Ingénierie

www.cmigroupe.com

Energy



Defence



Industry



Services



CMI,
pour des équipements
toujours plus fiables,
plus performants
et plus respectueux
de l'environnement.



IIAWAS WORLDWIDE PARIS - Illustration : RÜDE.

Sur les cinq continents, Veolia développe l'accès aux ressources, les préserve et les renouvelle. En concevant et déployant des solutions pour la gestion de l'eau, des déchets et de l'énergie, nous contribuons à ressourcer le monde. Découvrez comment sur veolia.com

Ressourcer le monde



A glimpse into european political debate: is energetic transition really mandatory for everybody?

État des lieux du débat politique européen : une transition pour tous ?

Par Jorge VASCONCELOS

Chairman, NEWES, New Energy Solutions

Co-founder and first chairman of the Council of European Energy Regulators

Diderot was one of the main actors in the transition to modern age and his *Lettre sur les aveugles* provides amusing insights into the construction process of a new mindset by exploring different views about how we “see” (or “frame”) reality. In every transitional process there are things we see immediately and things we don’t see because of our blind loyalty to custom. Therefore, a critical approach is essential to better understand (and to better manage) any transitional process - including the present transition towards the European “Energy Union”.

« Et toujours des écarts, me direz-vous. Oui, madame, c’est la condition de notre traité. »

Diderot, *Lettre sur les aveugles à l’usage de ceux qui voient*.

Introduction

Diderot was one of the main actors in the transition to modern age and his *Lettre sur les aveugles* provides amusing insights into the construction process of a new mindset by exploring different views about how we “see” (or “frame”) reality. In every transitional process there are things we see immediately and things we don’t see because of our blind loyalty to custom. Therefore, a critical approach is essential to better understand (and to better manage) any transitional process - including the present transition towards the European “Energy Union”.

So far, there is no clear definition of “Energy Union”; however, there is a generalized perception that :

1) The internal energy market launched almost thirty years ago with the twofold purpose of liberalizing (national) energy markets and integrating national markets into a single energy market is not yet accomplished because both liberalization and integration are incomplete.

2) New public policies (namely those related to climate change, security of supply and transportation) have considerable impact upon electricity and natural gas markets, leading to potentially disruptive phenomena.

3) New technologies - both “internal” to the energy sector (mainly related to renewable electricity generation and storage and to non-conventional oil and gas exploitation) and “external” (namely information and communication technologies) - challenge the traditional organization of energy industries.

4) It is necessary to reconcile the single energy market project with new EU and national policies, also taking into account current technological developments. These may be seen both as a threat to conventional markets and policies and as an opportunity to overcome market failures and to enable cost-effective policy implementation. The outcome of a technology-based reconciliation between energy market and energy (and energy related) policies may be designated “Energy Union”.

The successful transition towards the European “Energy Union” requires a series of important decisions with substantial economic, institutional and political impact. It is crucial that these decisions are taken within a coherent realistic framework. In his book “Thinking, fast and slow” (2011) Nobel

Prize in Economics Daniel Kahneman warns on the risk of “driving blind” in decision-making processes, echoing Diderot’s *Letter* :

“Unless there is an obvious reason to do otherwise, most of us passively accept decision problems as they are framed and therefore rarely have an opportunity to discover the extent to which our preferences are frame-bound rather than reality-bound”.

Transitions involve conflicting preferences; they are chaotic processes whose inherent ambiguity cannot be neglected. The *Lettre* in general and, in particular, the polysemic nature of the expression “*écarts*” in the above quote reflect Diderot’s awareness about this ambiguity, as pointed out by several authors. In fact, “*écart*” means both “deviation” and “digression” and both concepts are highly relevant in transitional contexts.

The following two sections of the present paper discuss how and why, respectively :

- The internal energy market deviates from the initial plan.
- New policies impose frequent and extended digressions.

The fourth section introduces the critical issue of “control flows” taking into account “*la condition de notre traité*” - i.e., the fact that although the new European Treaty includes a specific energy chapter for the first time ⁽¹⁾ it does not indicate how markets shall be coordinated. The final section provides brief recommendations.

Deviation

Thirty years ago ⁽²⁾, the European Council decided “*to achieve a single market by 1992 thereby creating a more favourable environment for stimulating enterprise, competition and trade*” and “*it called upon the Commission to draw up a detailed programme with a specific timetable*”. This programme was published in June 1985 ⁽³⁾ and the only reference to energy there relates to the necessity of including the energy sector in the Directives on public procurement by 1988 ⁽⁴⁾.

In 1988 the European Commission published the first document on the Internal Energy Market (IEM) ⁽⁵⁾, going much beyond mere procurement rules. In this working paper the Commission acknowledged that “*in the last 20 years there has been little progress towards a genuine common market in energy although the example of the United States or Canada shows that in those States with a federal structure a common energy market can have favourable consequences.*” According to this initial document, “*a more integrated European energy market should reduce energy costs, to the direct benefit of individual consumers but also of user industries*” and, at the same time, “*encourage the maintenance or development within the Community of healthy and prosperous energy enterprises*”, thus improving security of supply.

The Commission’s approach was based on the systematic removal of all “*obstacles to the internal energy market*” through “*the application of the provisions of the Treaties and*

secondary legislation which give the Commission its own powers to ensure competition is respected and solidarity is implemented.” Only “*if necessary and when the complementary studies have been carried out, new Commission initiatives in the specific domain of energy may be justified*”⁽⁶⁾. It soon became obvious that just removing general-purpose legal barriers would not deliver a well functioning IEM; but it also became apparent that several Member States resisted the removal of certain national monopolies and the “*necessary*” shifting of some national powers to community level.

The transition from national monopolistic regimes to partially liberalized electricity markets took more than eight years : only in 1996 the first electricity directive was approved, explicitly defining some “*common rules*” for the IEM ⁽⁷⁾ ; however, it provided transitional periods for implementation of several provisions. Seven years later, in 2003, the second electricity directive was approved together with a specific regulation on cross-border trade, enlarging the scope and improving the “*firmness*” of the common rules. A third legislative package followed in 2009. Therefore, the first deviation to be pointed out relates to timing : the 1992 deadline was not met and as recently as on the 9th of December 2014 the Council, after “*noting that the internal market should be completed by 2014*”, according to previous Council decisions, stressed “*that all efforts must be mobilized to achieve the objective of a fully functioning and connected internal energy market as a matter of urgency*” ⁽⁸⁾.

In spite of the considerable amount of existing legislation and regulation ⁽⁹⁾, as well as extensive jurisprudence, the IEM is not yet a reality because three basic issues have never been properly addressed and are not even on the political agenda ⁽¹⁰⁾. These standing problems have not been solved because there is no political will to solve them, not because of lacking awareness or insufficient ingenuity to handle them. The three missing preconditions for a functioning IEM are the following ones ⁽¹¹⁾ :

(1) Article 194 of the Treaty on the Functioning of the EU.

(2) March 29/30 1985.

(3) White Paper “*Completing the Internal Market*” COM (85) 310 final of 14 June 1985.

(4) Energy, as well as transport, water and telecommunications were “*excluded sectors*” not subject to European public procurement rules.

(5) Working Paper “*The Internal Energy Market*” COM(88) 238 final of 2 May 1988.

(6) *Ibidem*.

(7) Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal L 027, 30/01/1997. It was followed by the first natural gas directive in 1998 : Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas. Official Journal L 204, 21/07/1998.

(8) http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/146130.pdf

(9) Besides the three legislative packages of 1996/8, 2003 and 2009, several energy related directives and regulations have been enacted. Moreover, ten electricity and several gas network codes have been approved or are under preparation/approval, providing hundreds of pages of “*common rules*”.

(10) Cf. Council conclusions of 9 December 2014.

(11) Availability of physical interconnection capacity is also a precondition for market integration but this topic has never been removed from the political agenda, contrary to the other three preconditions that were mentioned at some stage but subsequently “*repressed*”.

- Tight operational coordination of energy systems at EU level

Without proper operational coordination at EU level transmission assets remain underutilized and the risk of further blackouts and gas supply disruptions increases. Modern information and communication technologies can provide cost-effective optimization of physical flows throughout European energy systems, as well as increased reliability. These technologies have not been deployed yet because their adoption would induce new governance models, reducing the large autonomy system operators enjoy under the current loose operational coordination scheme and incidentally increasing their liability⁽¹²⁾. From the economic and technical viewpoints tight operational coordination is the *conditio sine qua non* for efficient markets in any network industry. However, in political weighing scales, the highly visible symbolic capital of national system operators is usually more valued than the invisible “costs of non-Europe”.

- Common market design

EU legislation never provided a blueprint for the organization of electricity and natural gas markets - neither at national nor at EU level. Therefore, different national and regional markets emerged with diverse - sometimes even incompatible - rules. The bottom-up process of market coupling - still underway - mitigates efficiency losses but does not correspond to the original idea of jointly developing a “single market”. With time, this bottom-up process might have unified energy markets, de facto embodying and consolidating the single market; the trouble is that technology and policy moved too fast compared to the market coupling speed, leaving this unfinished work as an example of architecture *all'antica*, a Romanticist flirt with the Ruinenwert concept (see next section for explanation).

- Regulation at EU level

The Agency for the Cooperation of Energy Regulators⁽¹³⁾ provides a forum for cooperation but does not possess the powers needed to regulate the IEM. Imagining that the IEM can exist without EU regulation or fancying a metaphysical system of “regulation without regulator” is just an expensive self-deceiving strategy to elude some inevitable and inevitably hard political and institutional questions. The EU is indeed a delicate set of checks and balances and overregulation at EU level should be averted but for the moment the EU side of the balance is empty. As Montaigne suggested : “*Quand l'un des plateaux de la balance est vide, je laisse osciller l'autre en y mettant les songes creux d'une vieille femme*”⁽¹⁴⁾.

A second important deviation relates to prices. As clearly stated in the 1988 Commission's working paper, the main goal of the IEM was to “*reduce energy costs to the direct benefit of individual consumers but also of user industries*”. However, energy costs supported by consumers in the EU depend to a large extent on prices of imported energy products, whose evolution is beyond EU control⁽¹⁵⁾. In 1988 inflation adjusted oil price was about \$30, more or less the same as in 1996, when the first electricity directive was approved. Fortunately for consumers and for the Commission, inflation adjusted oil prices reached an all-time low in 1998. However, ten years later, in June 2008, oil prices were at the all time

monthly high in real inflation adjusted terms. Since then, yearly inflation adjusted oil prices have always been about three times as high as before energy liberalization started in Europe (except in 2009, when it was only \$59)⁽¹⁶⁾. Natural gas prices increases have been even sharper and electricity prices have also increased since liberalization started, mirroring both the rise of primary energy prices and the growing costs of energy policies.

Ceteris paribus, competition in electricity and natural gas markets, combined with regulation of their respective networks, may yield lower retail energy prices than unregulated monopolies; unfortunately for consumers, many other things have not been held constant in world energy markets and this possibility had not been timely and properly communicated to them. The promise of lower energy prices did not materialize, and it could not materialize because in energy industries “all other things” tend to be different.

Digression

In 2007, after several years of political debate, the UE recognized that “*Given that energy production and use are the main sources for greenhouse gas emissions, an integrated approach to climate and energy policy is needed*”⁽¹⁷⁾ in order to limit the global average temperature increase to not more than 2° C above pre-industrial levels. According to the Council, “*Integration should be achieved in a mutually supportive way.*”

This “integrated approach”, based on the pioneering work of some Member States, led to several directives and regulations with considerable impact upon energy markets, especially as regards the development of electricity from renewable energy sources. In the period between 2000 and 2013 net electricity generation growth in the EU was almost entirely based on wind (105 GW), solar (80 GW) and gas (103 GW), while fuel oil, coal and nuclear net installed capacities decreased by, respectively, 24 GW, 19 GW and 13 GW⁽¹⁸⁾.

The EU commitment to cut greenhouse gas emissions was strengthened in 2009 when the Council decided “*to reduce greenhouse gas emissions by 80-95 % by 2050 compared to 1990 levels*”⁽¹⁹⁾. As noted by the Council in 2011, this “*will require a revolution in energy systems, which must start now*”⁽²⁰⁾.

(12) For instance, the big blackouts of 2003 and 2006 affected millions of consumers and hundreds of generators in several countries but no system operator had been held accountable for these damages.

(13) Established by Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009.

(14) Montaigne, *Essais*, III, 8.

(15) The EU represents only 6 % of total world energy production and 13 % of world final energy consumption - cf. EU: *Energy in Figures Pocket-book 2014*.

(16) http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp

(17) European Council conclusions, 8/9 March 2007.

(18) http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf

(19) European Council conclusions, 29/30 October 2009.

(20) European Council conclusions, 4 February 2011.

Given the scale of the EU challenge, the energy “*revolution*” cannot be limited to the supply-side, increasing the use of renewable sources. The revolution must encompass the demand-side, namely buildings and transportation, where respectively 40 % and 32 % of EU final energy is consumed ⁽²¹⁾. The necessary demand-side transformations include :

- a) fuel switching - in particular electrification of the transport sector within the framework of new, sustainable mobility concepts;
- b) holistic management of gas, electricity, heating and cooling supply;
- c) active demand participation, in particular in electricity markets, through aggregators, new market players and innovative business models exploiting both economic and energy efficiency.

Up to now the “*integrated approach to climate and energy policy*” was successful in integrating objectives and targets under a single political umbrella, but it failed in integrating operational tools. In particular, the disruptive impact of several policies and targets upon existing markets was not duly taken into account *ex ante* - it was acknowledged only after policies were implemented and macroscopic consequences could not be overlooked anymore. For many years, most policy makers and academics ignored the need to redesign energy markets, either because they believed that the EU Emissions Trading System (a system for trading greenhouse gas emission allowances) would harmoniously interact with preexistent electricity and natural gas markets, or because they thought that energy markets would automatically adapt to the boundary conditions imposed by the new policies. Unfortunately, none of these hypothesis turned out to be true and integration of policy and market tools must be accomplished *ex post*.

Today, more than twenty years after the missed deadline of December 31, 1992, “completing the IEM” cannot have the same meaning as previously foreseen. Originally, efficient energy markets were expected to deliver competitive prices and customer choice, additionally enhancing security of supply and providing suitable environmental protection. In the meantime, technologies and public policies have changed significantly and energy markets are expected to deliver not only competitive prices but also a decisive contribution to the development of a “low-carbon” economy.

Electricity markets in the EU were initially designed under the assumption of supply-side competition among thermal generators; renewable generation was either residual or, in the case of hydropower plants, largely amortized. It is illogical to expect that design to be fit under a completely different set of assumptions, namely competition including both supply-side and demand-side (comprising new demand such as electric vehicles and prosumers) and more than 80 % of generation based on renewable sources.

The more renewable generation increases, demand is enabled to actively participate in markets and new actors emerge (storage, electric vehicles, micro-grids, etc.), the more existing

electricity markets look like a dysfunctional building. The combined forces of policy and technology are reshaping the energy landscape to such a degree that “traditional” EU energy markets already look like relics of the past. At this stage, either the old building is quickly and painstakingly refurbished or it will collapse. It is not certain that when it will eventually collapse, it will leave behind aesthetically pleasing ruins.

The control flow problem

From the technical point of view, several alternative roads may lead to the 2050 greenhouse gas emissions target. Each technical path presents different uncertainties, difficulties and potential benefits; demands different market structures and needs different governance. Different paths require different actions by system operators, traditional undertakings, market agents and regulators, through and after transition.

Each Member State has the “*right to determine the conditions for exploiting its energy resources, its choice between different energy sources and the general structure of its energy supply*” ⁽²²⁾; hence, different national paths, fostering different technological options, may coexist. Although full harmonization was not and is not a precondition for a well-functioning European electricity market, full consistency is : each path must be intrinsically consistent and consistent with the IEM and the IEM itself must be consistent (see section 2 above).

Technologies offer enough resourcefulness and the Lisbon Treaty offers enough latitude to imagine different transitional paths towards 2050. This latitude may be a useful basis for flexibility, facilitating the transition to low-carbon energy systems, or the root of harmful inconsistency : “*c’est la condition de notre traité*”.

In the past, when the costs of collecting, transmitting, processing and storing information were prohibitively high, energy systems were only partially observable and partially controllable. Therefore, planning and operation of energy systems was - and still is - based on many so-called “educated guesses”, combining a few analytical tools with statistics, practical experience and engineering judgment. Optimization of investment costs, operational costs or reliability suffered from the lack of complete information. This information deficit was a problem also for traders and suppliers whose knowledge about the actual behavior of their respective end-user clients was approximated and could not interact with them in real-time.

Modern information and communication technologies enable full monitoring and full control of energy systems in a cost effective way. Therefore, old hierarchical, centralized control systems based on many guesses may be easily replaced by decentralized, cooperative control systems based on real-time information. Nowadays, individual appliances

(21) European Commission, “EU Energy Markets in 2014”.

(22) Article 194 of the Treaty on the Functioning of the EU.

may be remotely controlled, not only in factories, but also in households, offices and all kinds of consumption centers. Moreover, in terms of information and control flows, appliances may be effortlessly aggregated according to ownership, type, geographical location or any other criterion, thus enabling the introduction of innovative business models and more sophisticated optimization algorithms.

In the meantime, distributed generation became very popular in many areas where some energy consumers are simultaneously electricity producers or even combined heat and power producers. Sales of electric drive vehicles are also growing very fast and represented 3,5 % of total vehicle sales in the USA in 2014⁽²³⁾. In Europe figures are lower but in 2014 sales of battery electric cars increased 60 % compared to the previous year⁽²⁴⁾. Distributed generation, as well as charging of electric vehicles, are usually monitored and remotely controlled.

Coming from a long period of “information deficit” it seems that the energy industry is now entering a period of “information surplus” and concerns about “big data” management have surfaced. However, the main challenge is not how to handle so much data but how to guarantee that energy systems will be “under control” - i.e. how to ensure system integrity and reliability while allowing market participants as much freedom as possible; in other words, how to avoid that multiple, parallel uses of a large amount of data exposes the system to hazardous conflict or latency situations.

Control and communication devices are the same all over the world, but the way they are applied to energy systems (i.e., how they are interconnected and how information and control flows are organized) may differ, thus enabling implementation of different market structures, contractual arrangements and control strategies. The following picture describes several physical layers of electricity systems, from the single appliance to the interconnected European very-high voltage network.

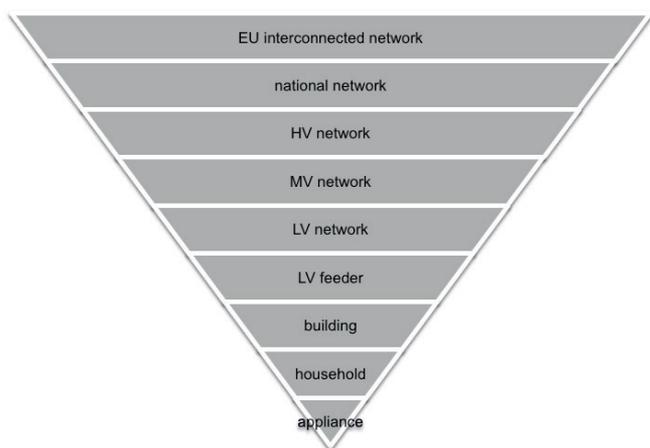


Figure 1 : Physical layers of electricity systems.

Modern information and communication technologies, if properly applied and complemented by appropriate software, enable the autonomous control of each individual layer. This possibility raises three basic questions :

- a) How to ensure control at each level?

Within each layer, different control policies can be implemented, from a highly centralized approach, more or less replicating at each level the current national master/slave hierarchical structure, down to a fully decentralized structure.

- b) How to define the functional interfaces between layers?

In order to ensure effective coordination of the whole system it is necessary to exchange information between layers and to establish clear communication and control procedures. Protocols must be implemented both for normal and for abnormal operational conditions.

- c) Who is the “controller of the controllers” and “controller of last resort”?

“Control of energy systems” does not consist of just one function - it includes a large array of functions and variables associated with different physical resources. In the past, provision of the necessary “system services” was limited to a relatively number of resources, mainly concentrated at the higher levels, as shown in the following figure.

| Control Function Layer | 1 | 2 | . | . | . | n |
|---------------------------|---|---|---|---|---|---|
| EU interconnected network | | | | | | |
| National network | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| Appliance | | | | | | |

Figure 2 : Assignment of control functions to different physical levels – today.

New technologies, both internal to energy systems (e.g. storage, fuel cells, wind and photovoltaic electricity generation) and external (namely information and communication technologies), enable the provision of system services by lower levels, thus expanding the control space, as illustrated in the next figure.

| Control Function Layer | 1 | 2 | . | . | . | n |
|---------------------------|---|---|---|---|---|---|
| EU interconnected network | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| . | | | | | | |
| Appliance | | | | | | |

Figure 3 : Assignment of control functions to different physical levels – tomorrow.

(23) <http://electricdrive.org/index.php?ht=d/sp/i/20952/pid/20952>
 (24) http://www.avere-france.org/Site/Article/?article_id=5985&from_espace_adherent=0

If not properly managed, the multiplication and superposition of control loops may create stability and security problems. Therefore, decision-making and coordination roles must be (re)assigned in order to ensure that the whole system remains stable in spite of the multiplication of new types of transactions related both to the supply of “energy” (commodity and service) to end-users and to the supply of “system services”.

A clear definition of roles and control flows is a pre-condition for a successful and orderly transition towards low-carbon energy systems. Policy-makers and regulators should be aware that :

- a) Whatever technological path they select or incentivize, a “control flow” question immediately arises that needs to be answered;
- b) Snubbing this basic question on the grounds of its “technicality” will lead to a catastrophic combination of delays and over costs.

At the onset of liberalization the “parallel flow” problem, i.e. the fact that between a generator and a customer electricity flows through all lines connecting them and not only along the shortest path between the two points, was considered by incumbent utilities an insurmountable obstacle. However, conceptually and practically this problem could be easily solved and solutions were quickly implemented, enabling free trade both within and across national borders. The “control flow” problem

electricity systems face nowadays is much more complex and requires much more sophisticated solutions.

For the use of those who see (and decide)

Technology is not the silver bullet killing all market efficiency problems and all policy implementation difficulties but if properly applied it enables the use of novel market-based mechanisms and incentives in order to achieve a growing number of public policy goals within the regulatory framework of liberalized energy markets.

Policy and regulatory innovation is needed to boost the adoption of technological innovation, thus enabling markets to progress and policies to be cost-effectively implemented. Identifying and optimizing the potential benefits resulting from the application of information and communication technologies to energy systems and energy markets, as well as anticipating and handling potential troubles (in particular the “control flow” problem described in the previous section) is the big challenge faced nowadays by energy industry and energy regulation alike.

Furthermore, the transition to low-carbon energy systems and the construction of the “Energy Union” will be faster, smoother and less costly if the three open questions that have prevented the full achievement of the IEM (see section 2 above) are explicitly addressed and consistent, clear answers are provided at last.

Le formidable défi de la production d'énergie dans un monde en profonde évolution

Par Gérard MESTRALLET
GDF Suez

Que ce soit le monde émergent qui a soif d'énergie, le développement d'hydrocarbures non conventionnels qui bouleverse la géopolitique mondiale ou encore l'Europe dont le modèle énergétique est en profonde mutation, les grandes dynamiques qui traversent le monde de l'énergie poussent celui-ci à dessiner un nouveau modèle énergétique mondial. Face à ces défis, le secteur énergétique anticipe, il innove et montre sans cesse sa capacité à se renouveler. Ces évolutions prennent corps dans les territoires, à l'aune des besoins des clients, qu'ils soient industriels ou particuliers. Nous nous dirigeons vers un futur où l'énergie sera orientée par les usages, où sera accordée une place plus large aux énergies décentralisées et renouvelables ainsi qu'aux services énergétiques, et où réduire la précarité énergétique deviendra également une priorité. C'est un formidable défi que nous sommes en train de relever dès aujourd'hui en faisant face non seulement aux évolutions des ressources énergétiques et des technologies, mais également aux évolutions géopolitiques mondiales.

L'énergie est un secteur en perpétuelle mutation, au rythme des évolutions technologiques, politiques et sociétales qui le jalonnent tant à l'échelle des territoires, des États qu'au sein des grandes dynamiques mondiales. Dans ce contexte, l'industrie énergétique ne fait pas qu'accompagner ou subir ces évolutions : elle les anticipe, et peut même, parfois, en être à l'origine, notamment en ce qui concerne les innovations technologiques. C'est le dynamisme que connaît ce secteur qui lui permet de se renouveler sans cesse. Avec les nouvelles technologies et quelques autres secteurs (comme les télécoms), c'est probablement l'un des domaines d'activité dans lesquels les transformations sont les plus rapides et les plus profondes, et cela depuis une quinzaine d'années.

L'énergie est donc un thème du présent, mais aussi un thème de l'avenir, que ce soit pour les économies émergentes, pour l'Europe ou pour les États-Unis. En quelques années, l'énergie est devenue l'un des grands défis auxquels le monde est confronté. Elle est désormais reconnue comme l'un des éléments essentiels à l'activité économique des entreprises autant qu'à la vie quotidienne des ménages. Les grandes dynamiques qui la traversent en sont la parfaite illustration.

Première dynamique : un monde émergent qui a soif d'énergie

Le monde émergent a besoin d'énergie pour croître et accompagner sa croissance. Cela se traduit notamment par plus de capacités de production d'électricité et un besoin accru de gaz, car sans croissance de l'offre énergétique, il n'y a pas de croissance économique. C'est là que se trouveront à terme 90 % des besoins nouveaux et c'est là où notre rôle est d'accompagner la croissance. Ainsi, les besoins du monde émergent sont autant quantitatifs que qualitatifs, et devront être satisfaits grâce à des modes de production adaptés.

Avec 9 milliards d'habitants attendus dans le monde en 2050, il est clair que l'alimentation en énergie restera un enjeu absolument majeur. Déjà aujourd'hui, près de 2 milliards de personnes n'ont pas accès à l'électricité. Ces besoins ne pourront être couverts que par un mix énergétique diversifié combinant énergies renouvelables, une efficacité énergétique accrue, gaz naturel et charbon.



Photo © Xinhua/ZUMA-REA

Le barrage d'Itaipu au Brésil, qui est la deuxième plus grande installation hydroélectrique du monde.

« Le Brésil, par exemple, a beaucoup développé son hydroélectricité ces dernières années, mais en période de grande sécheresse cette situation peut présenter des inconvénients. »

En Asie du Sud-Est comme dans beaucoup d'autres parties du monde, le charbon représente une source d'énergie qui restera importante, du moins dans un premier temps. Notre défi sera d'être un partenaire permettant de répondre aux besoins d'énergie de ces pays tout en les encourageant à améliorer progressivement leur bilan carbone *via* les technologies les plus avancées (emploi de la biomasse comme énergie de co-combustion, installation de technologies de réduction des dioxydes de soufre, investissements dans les technologies de dépollution).

Le développement des énergies renouvelables constitue aussi une réponse à apporter aux pays émergents, car celles-ci contribueront à la valorisation des ressources hydrologiques, solaires et éoliennes de ces pays. Ainsi, dans certaines parties du monde, l'énergie éolienne est d'ores et déjà à parité réseau. Sur la côte sud du Maroc, une région très ventée, nous sommes en train de construire la plus grande ferme éolienne de tout le continent africain. Dans d'autres parties du monde, c'est le solaire qui représentera à l'horizon 2030-2050 une part très importante de la production. Dans d'autres régions encore, ce sera la biomasse.

Il est donc illusoire de penser qu'une seule source d'énergie s'imposera partout dans le monde. Bien au contraire, la réponse à apporter aux besoins énergétiques de demain re-

pose sur un mix diversifié et équilibré. Le Brésil, par exemple, a beaucoup développé son hydroélectricité ces dernières années, mais en période de grande sécheresse cette situation peut présenter des inconvénients. Ce pays s'attache donc désormais à diversifier son mix énergétique, mais entre le constat d'une sécheresse et le moment où les centrales thermiques seront opérationnelles, de cinq à sept années se seront écoulées.

Deuxième dynamique : un développement des hydrocarbures non conventionnels qui bouleverse la géopolitique mondiale

La géopolitique énergétique mondiale connaît des évolutions majeures, dont le développement des hydrocarbures non conventionnels est un des facteurs clés.

D'une part, la révolution des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis a permis à ce pays de produire de l'énergie à bas coût pour le plus grand bénéfice de ses consommateurs, en particulier des industriels. Ainsi, ces derniers peuvent compter sur une énergie sûre grâce à une production interne en forte croissance et une promesse d'indépendance à terme. La production de gaz non conventionnel aux

États-Unis représentait 34 % de la production totale en 2012, contre seulement 10 % en 2008.

Cette révolution renforce la compétitivité du tissu industriel américain...

L'économie américaine profite d'une énergie compétitive ⁽¹⁾, tant les écarts de coût pour les consommateurs se sont accentués entre les deux rives de l'Atlantique. Ainsi, un industriel européen paie aujourd'hui 3,5 fois plus cher son gaz que son concurrent américain. Le tarif de l'électricité payé par ce même industriel européen est en moyenne 2 fois plus élevé. Ce phénomène encourage notamment la relocalisation d'industries fortement consommatrices d'énergie (comme la pétrochimie).

... et participe également à la dé-carbonisation du secteur énergétique

La part du gaz a déjà quasiment doublé dans la production électrique américaine, passant de 15 % en 2000 à près de 30 % aujourd'hui. Ainsi, les émissions de gaz à effet de serre du secteur énergétique ont diminué de 12 % entre 2005 et 2012, atteignant ainsi leur point le plus bas depuis 1994, en particulier grâce aux fermetures de centrales à charbon au profit de centrales à gaz beaucoup moins polluantes. Au-delà du secteur électrique, le gaz est également en train de remodeler profondément le secteur des transports.

Aucun pays européen n'a contribué autant que les États-Unis à la lutte contre le réchauffement climatique. Depuis 2009, les fermetures de centrales électriques au charbon aux États-Unis représentent une puissance de 21 gigawatts (soit l'équivalent de 21 centrales nucléaires). Et la fermeture d'une trentaine d'autres est programmée pour les années à venir, selon l'*Electricity Journal* américain.

Enfin, cette production domestique renforce la sécurité d'approvisionnement du pays, qui reste importateur net de gaz naturel mais qui va devenir d'ici à la fin de la décennie exportateur net (par pipeline vers le Mexique et surtout par méthaniers, après transformation en GNL, vers le reste du monde).

Ce phénomène semble s'ancrer dans la durée. En effet, malgré la baisse des prix, la production de gaz continue à augmenter, portée par l'amélioration des techniques de forage, le développement de nouveaux pipelines et la croissance de la production de gaz associé au pétrole : les producteurs se sont tournés vers l'exploitation de champs gaziers riches en liquides, qui sont plus rentables que ceux constitués principalement de gaz naturel, dont le prix est bas.

Troisième dynamique – Une Europe dont le modèle énergétique est en profonde mutation

Les plus grandes puissances mondiales ont toutes bâti une géostratégie énergétique visant à conquérir et à sécuriser des gisements en dehors de leur territoire et des routes d'accès

à l'énergie. C'est le cas des États-Unis, de la Russie, de la Chine, de l'Inde, du Brésil et de l'Indonésie. Tous ces pays détiennent pourtant d'importantes réserves d'énergie sur leur propre territoire, qu'ils ont souhaité compléter par des positions stratégiques internationales destinées à assurer ces ressources sur le long terme. L'Europe a toujours été plus en retrait en la matière. Elle devrait pourtant devenir un acteur majeur sur la scène internationale et y défendre ses positions et ses propositions d'action au regard des grands défis globaux.

L'Union européenne s'est beaucoup concentrée toutes ces dernières années sur la création d'un véritable marché intérieur de l'énergie permettant aux consommateurs européens de choisir leur fournisseur de gaz et d'électricité en comparant les différentes offres qui leur sont proposées. Bien évidemment, cet objectif de construire un véritable marché intégré de l'énergie doit être poursuivi, mais il doit également être complété par d'autres éléments permettant d'atteindre un juste équilibre entre compétitivité, sécurité d'approvisionnement et lutte contre le changement climatique. Ce n'est que sur cette base que la politique européenne de l'énergie pourra véritablement aider le secteur à relever les défis d'aujourd'hui et surtout de demain :

- **une mutation des acteurs vers un modèle davantage décentralisé** : le modèle composé de grands acteurs uniques chargés de la production, du transport et de la distribution d'énergie, et également responsables de l'équilibre du système et de la sécurité d'approvisionnement n'existe plus, à de rares exceptions près - notamment en France dans l'électricité. Le secteur énergétique se fragmente progressivement. Aujourd'hui, nous assistons également à l'émergence d'une volonté des collectivités locales de jouer un rôle renforcé dans les politiques énergétiques. Ces collectivités sont au plus près des ressources, des besoins énergétiques et des enjeux de leurs territoires. C'est une tendance que les groupes énergétiques doivent activement accompagner ;

- **une mutation technologique, avec l'essor des énergies renouvelables décentralisées** (comme le solaire, l'éolien, la biomasse, la géothermie, ou encore le biogaz). Toutes ces énergies d'avenir feront totalement partie du paysage énergétique de demain. À cela s'ajoutent également des solutions performantes permettant de réduire la demande en énergie et d'augmenter l'efficacité énergétique ;

- **et, enfin, la nécessité de s'adapter et d'innover**. Toute cette évolution vers un monde énergétique plus décentralisé pose un formidable défi aux réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Mais ces réseaux eux-mêmes évoluent et se réinventent, avec l'apparition de compteurs communicants et de réseaux intelligents qui permettront d'optimiser l'adéquation de la production à la demande dans un monde où la production sera devenue de plus en plus intermittente et imprévisible. Devant nous se profile l'émergence de véri-

(1) Le prix du gaz est passé de 8,9 \$/MMBtu (millions de British Thermal Units) (soit ~22€/MW-h) en 2008 à 3,7 \$/MMBtu (soit ~9€/MW-h) en 2013.

tables « smart-networks » interconnectant eau, gaz, chaleur, électricité, télécom, assainissement..., qui déploieront une optimisation globale des infrastructures locales au service des territoires.

Ces trois dynamiques concomitantes constituent une véritable opportunité de dessiner un nouveau modèle d'une entreprise énergétique, plus proche de ses clients et des territoires, plus innovante et plus solidaire.

L'Europe doit revoir sa politique en la matière – Le secteur énergétique est pleinement mobilisé

À l'évidence, le manque actuel de visibilité sur les politiques énergétiques et les incertitudes en matière de réglementation ont entraîné ces dernières années, en Europe, la raréfaction des investissements dans le secteur de l'énergie, ce qui a eu des retombées négatives sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique, sur l'emploi et sur la relance de l'économie européenne.

Concrètement, les entreprises européennes du secteur de l'énergie sont au cœur de la tourmente : elles sont dans une situation qui, d'une part, constitue une menace pour la sécurité de leurs approvisionnements et leur transformation vers une économie à faible émission de carbone et qui, d'autre part, compromet leur capacité à attirer des capitaux.

L'initiative du groupe Magritte. Les plus grandes entreprises énergétiques ⁽²⁾ se sont réunies au sein de l'initiative communément dénommée « groupe Magritte » afin de délivrer un message commun et de revoir en profondeur la politique énergétique européenne sur la base de trois piliers principaux : la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et la lutte contre le changement climatique.

D'abord en ce qui concerne l'aspect compétitivité. Les énergies renouvelables sont un élément vital de la politique énergétique actuelle, mais les citoyens européens et les indus-

(2) CEZ, Centrica, ENEL, ENI, E.ON, Fortum, GasNatural Fenosa, GasTerra, GDF Suez, Iberdrola et RWE.

LES DIRIGEANTS DES PLUS GRANDS GROUPES ÉNERGÉTIQUES EUROPÉENS ONT APPELÉ AUX CHEFS D'ÉTAT ET DE GOUVERNEMENT POUR METTRE EN ŒUVRE DES MESURES IMMÉDIATES ET DRASTIQUES AFIN DE PRÉSERVER L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE DE L'EUROPE

Demain, les chefs d'États et de gouvernements européens se réuniront à Bruxelles pour un débat décisif sur l'avenir énergétique de l'Europe. À cette occasion, les dirigeants des plus grandes entreprises énergétiques d'Europe formant le Groupe Magritte réaffirmeront la nécessité de prendre des décisions exhaustives, ambitieuses, réalistes et rapides. À cet effet, ils ont adressé une liste de propositions concrètes.

Depuis, ils ont activement contribué au débat avec les principales parties prenantes et recherché des propositions de réformes du secteur pour remettre la politique énergétique européenne sur la bonne voie. Le paquet énergie de la Commission européenne à l'horizon 2030, qui sera débattu lors de la réunion du Conseil européen, est une étape positive, qui va dans la bonne direction. Il est désormais indispensable que les dirigeants européens parviennent à s'entendre sur les contours d'une nouvelle politique énergétique pour la période 2020-2030 afin d'éviter les risques qui pèsent actuellement sur le secteur : hausse des coûts de l'énergie, perte de compétitivité et problèmes d'approvisionnements.

Les dirigeants du Groupe Magritte estiment que la nouvelle politique énergétique européenne doit :

- donc être davantage harmonisée, favoriser le développement des interconnexions, améliorer la compétitivité et tendre vers une plus grande stabilité et visibilité réglementaire, afin de permettre aux consommateurs un accès à une énergie propre, fiable et à un prix compétitif.
- Dans l'optique de faciliter les décisions à prendre sur ces questions essentielles, les dirigeants ont soumis neuf recommandations détaillées en vue du sommet européen de mars. Ils insistent notamment sur la nécessité d'opter pour un objectif unique de réduction des émissions de CO₂ en 2030, le renforcement du système d'échange de quotas d'émissions, un accord pour un mécanisme de capacités coordonné au niveau de l'Union Européenne, destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement, l'intégration des énergies renouvelables matures au marché par la réduction progressive des subventions ainsi qu'un cadre européen pour l'exploitation des ressources locales en gaz.
- Par conséquent, en amont du Conseil européen qui se tiendra demain, les dirigeants de l'énergie demandent aux chefs d'États et de gouvernements européens de prendre ces propositions en considération, dans l'intérêt de la politique européenne sur l'énergie et le changement climatique ainsi que dans une approche de compétitivité.

LE GROUPE MAGRITTE APPELLE À des mesures immédiates et drastiques afin de préserver l'avenir énergétique de l'Europe

LES NEUF RECOMMANDATIONS DU GROUPE MAGRITTE POUR RÉFORMER LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE DE L'EUROPE, EN VUE DE RÉALISER LES TROIS OBJECTIFS MAJEURS DE COMPÉTITIVITÉ, DE DURABILITÉ ET DE SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

1. Rendre les prix de l'énergie européens plus compétitifs.
2. Rendre au système d'échange des droits d'émission (ETS) un rôle majeur dans la politique climatique et énergétique.
3. Réaliser un partenariat climatique planétaire avec les concurrents internationaux de l'Europe dans le cadre des négociations climatiques mondiales.
4. Adapter les aides publiques en faveur des nouvelles sources d'énergie renouvelables pour leur permettre d'être compétitives et de s'intégrer progressivement dans le réseau énergétique.
5. Soutenir le rôle de chef de file de l'Europe dans le domaine des énergies vertes, par le biais notamment d'une politique de R&D ambitieuse.
6. Tendre vers un bouquet énergétique à faibles émissions de CO₂, diversifié et économiquement performant.
7. Multiplier les itinéraires d'importation de sources énergétiques peu coûteuses et à faibles émissions de CO₂, et renforcer la production intérieure.
8. Rémunérer les capacités disponibles et qualifiées en tant que service fourni dans le but de garantir la sécurité de l'approvisionnement pour le système énergétique.
9. Réaliser un marché intérieur plus fluide, plus transparent et plus interconnecté.

CONTACTS PRESSE

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|---|--|--|---|--|--|--|--|--|--|---|--|--|---|
| CEZ GROUP: Barbora Púšpánová +420 211 042 603 +420 720 733 231 Barbora.puspanova@cez.cz | ENEL: Roberto Alboi +39 2470821851 roberto.alboi@enel.com | ENI: Roberto Alboi +39 2470821851 roberto.alboi@eni.com | GAS NATURAL FENOSA: Laura Sabaté Mora +34 934025688 presna@gasnaturalfenosa.com | IBERDROLA: Keith Grant +34 917943556 kgrant@iberdrola.es | OMV: Annett Urbaczka +49 2011217411 annett.urbaczka@rwe.com | RWE: Annett Urbaczka +49 2011217411 annett.urbaczka@rwe.com | E.ON: Carsten Thomsen-Bendixen +49 2114579544 Carsten.Thomsen-Bendixen@eon.com | CEZ GROUP: Anton Bujs +31 6533 89943 Anton.Bujs@gasterra.nl | GASTERRA: Helena Aatinen +358 10 45 20460 helena.aatinen@fortum.com | FORFUM: Helena Aatinen +358 10 45 20460 helena.aatinen@fortum.com | ENEL: Roberto Alboi +39 2470821851 roberto.alboi@enel.com | ENI: Roberto Alboi +39 2470821851 roberto.alboi@eni.com | GAS NATURAL FENOSA: Laura Sabaté Mora +34 934025688 presna@gasnaturalfenosa.com | IBERDROLA: Keith Grant +34 917943556 kgrant@iberdrola.es | OMV: Annett Urbaczka +49 2011217411 annett.urbaczka@rwe.com | RWE: Annett Urbaczka +49 2011217411 annett.urbaczka@rwe.com | E.ON: Carsten Thomsen-Bendixen +49 2114579544 Carsten.Thomsen-Bendixen@eon.com |
|---|--|--|--|---|--|--|---|--|--|--|--|--|--|---|--|--|---|

19 mars 2014

© MagritteGroup

« Les plus grandes entreprises énergétiques du secteur se sont réunies au sein de l'initiative communément dénommée « groupe Magritte » afin de délivrer un message commun et de revoir en profondeur la politique énergétique européenne sur la base de trois piliers principaux : la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et la lutte contre le changement climatique. »

triels européens doivent pouvoir payer l'énergie à son juste prix. Pour cela, l'intégration progressive dans le marché des nouvelles installations renouvelables dont les technologies sont les plus matures doit être encouragée. Les technologies renouvelables les moins matures (hydroliennes, éolien *offshore*...) doivent, quant à elles, bénéficier d'un soutien financier renforcé, notamment en matière de R&D. Les technologies d'efficacité énergétique (comme des systèmes de chaudière plus performants grâce au recours à la micro-cogénération ou encore la mise en place rationnelle de compteurs intelligents (*smart meters*)) doivent également être privilégiées.

Ensuite, en ce qui concerne l'aspect sécurité des approvisionnements. Le marché énergétique actuel ne valorise pas la sécurité électrique. Celle-ci a néanmoins un coût, qui ne peut être dissimulé plus longtemps au risque de créer un système énergétique instable. À cela les « mécanismes de capacités » peuvent apporter une réponse en valorisant la disponibilité des centrales, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, sur l'aspect lutte contre le changement climatique. Il est crucial d'inscrire cette action dans le cadre international, et à cet effet l'échéance de Paris 2015 (COP21) doit permettre d'engager l'ensemble des nations dans la lutte contre le changement climatique. En particulier, il devient nécessaire de mettre en place un prix du carbone mondial afin de donner un signal fort pour inciter à investir afin de réduire les émissions de CO₂ dans le monde. L'Europe a certes su organiser et mettre en place un véritable marché du carbone à l'échelle de l'Union européenne, mais celui-ci doit être renforcé de toute urgence, car il ne délivre plus aujourd'hui le signal-prix escompté.

À ce titre, l'accord obtenu les 23-24 octobre par les Chefs d'États et de gouvernements sur le nouveau cadre Énergie

Climat à l'horizon 2030 constitue une avancée importante en Europe, tant pour les industriels que pour les énergéticiens. Il reflète un juste équilibre entre la relance du marché carbone, la préservation de l'industrie et le soutien à l'innovation et à la solidarité européenne. En effet, l'objectif ambitieux d'au minimum 40 % de réduction des émissions de CO₂ en 2030 et la réforme du marché carbone grâce à la mise en œuvre d'un instrument de stabilisation permettront de redonner un nouveau souffle au marché du carbone et d'offrir à celui-ci la possibilité de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique. Par ailleurs, une plus grande flexibilité est offerte aux États membres quant au développement des renouvelables et de leur efficacité énergétique en vue de réaliser leur transition énergétique. Pour autant, les politiques d'offres d'énergies renouvelables et de maîtrise de la demande devront être coordonnées afin d'éviter que se perpétuent les surcapacités actuelles.

En conclusion

Une conviction : dessiner un nouveau modèle énergétique est devenu une nécessité. C'est une nécessité pour faire face non seulement aux évolutions des ressources énergétiques et des technologies, mais également aux évolutions géopolitiques mondiales. Le monde a changé, et nous devons construire un nouveau système énergétique, un système qui ne soit plus orienté uniquement par la production, mais également par les usages – un système qui accorde aussi une place plus large aux énergies décentralisées et renouvelables, qui promeuve une plus grande efficacité et qui réduise la précarité énergétique.

Nous souhaitons pleinement prendre part à ce futur énergétique.

Nous participons à la magie de l'Industrie

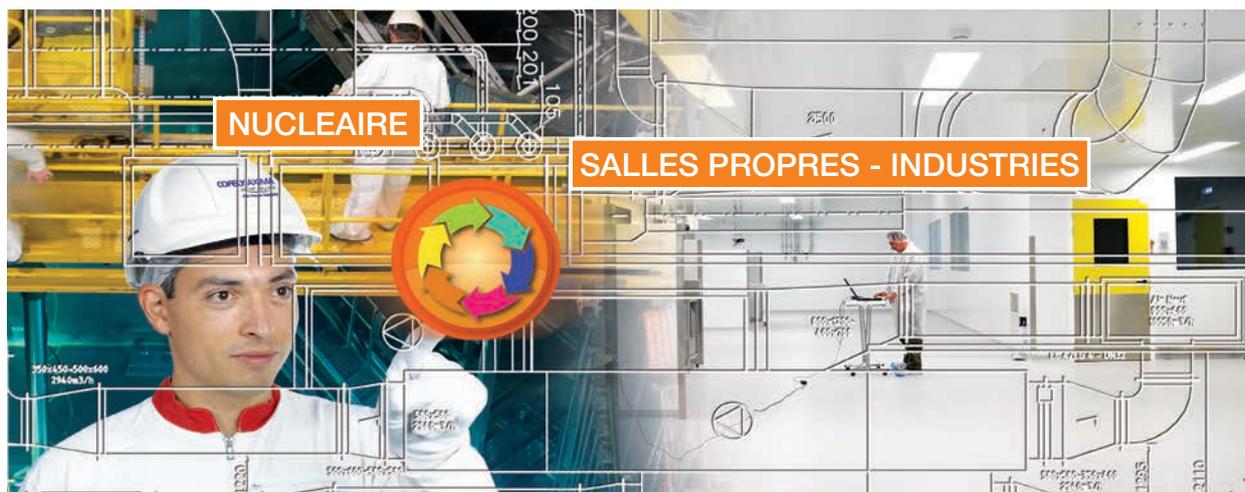
Un Groupe de plus de 5 000 personnes en France et à l'international.
Une grande variété de métiers, une grande diversité de compétences.
Ingénierie • Construction • Maintenance

PONTICELL
TOUJOURS UNE EXPÉRIENCE D'AVANCE

Design ©  escapades

LEADER EN SOLUTIONS ET SERVICES POUR
LA MAITRISE DES ENVIRONNEMENTS PROCESS

COFELY AXIMA
GDF SUEZ



Construit autour de deux activités principales : Nucléaire et Salles Propres - Industries
le Pôle Process Industriel de Cofely Axima accompagne ses clients autour d'une offre globale,
de la conception à la réalisation, complétée par la maintenance et les services associés.

Les équipes du Pôle Process industriel développent plusieurs métiers :
génie climatique, ingénierie spécifique, fluides process, concept global, process froid et services industriels.

COFELY AXIMA – Pôle Process Industriel
Direction de Pôle : 123, avenue Barthélémy Buyer • BP 5060 • 69246 Lyon cedex 05 • France • +33 (0)4 72 72 62 62
www.cofelyaxima-gdfsuez.com/process-industriel

À quelles transformations un groupe pétrolier et gazier mondial doit-il se préparer pour les deux prochaines décennies ?

Par Patrick **POUYANNÉ**

Directeur général du groupe Total

Procurer au plus grand nombre une énergie propre, sûre et compétitive en termes de prix, telle est la mission d'un groupe pétrolier et gazier mondial ; elle induit les transformations auxquelles celui-ci doit se préparer.

D'ici à 2040, la demande énergétique mondiale augmentera d'environ 35 %. Même si la part des énergies renouvelables est appelée à croître, le mix énergétique restera très dépendant des énergies fossiles : cela nécessitera la mise en œuvre d'investissements majeurs et la mobilisation de moyens importants en R&D et en innovation pour permettre la mise en exploitation de ressources toujours plus complexes à développer.

Parallèlement, la lutte contre le changement climatique entraînera des transformations multiples conduisant à promouvoir le développement du gaz, à s'impliquer dans le solaire photovoltaïque, à améliorer l'efficacité énergétique, à faciliter l'accès à l'énergie et à participer à des initiatives internationales en faveur du climat.

Au fil de ces transformations, un nouveau profil de groupe pétrolier et gazier international se dessinera, pas à pas, pour mieux satisfaire les besoins en énergie de l'humanité.

Qui eût dit, au milieu des années 2000, que la mise en exploitation des gaz et pétrole de schiste conduirait les États-Unis quelque dix années plus tard à l'indépendance gazière et à une production de pétrole dépassant celle de l'Arabie Saoudite ?

Et qui eût dit que l'*Energiewende* et son formidable effort de développement des énergies renouvelables conduiraient (dans un premier temps, du moins) à une augmentation des émissions de CO₂ chez nos voisins allemands ?

Plus près de nous encore, qui eût parié en septembre 2014 sur un pétrole dont le prix passerait quatre mois plus tard, sous le seuil des 50 dollars ?

Les récentes évolutions du monde de l'énergie ont montré, même si les tendances de fond demeurent, combien cer-

taines croyances que l'on pensait solides pouvaient être mises à mal. Face à ces aléas, les acteurs du secteur doivent dans le même temps conserver leur cap et faire preuve d'une réactivité et d'une flexibilité sans précédent.

Force est de constater en effet que tous les phénomènes (ou presque) liés au domaine de l'énergie sont devenus à la fois complexes et mondiaux :

- *complexes*, parce que la modification même mineure d'un seul paramètre peut transformer l'ensemble du paysage énergétique de façon majeure (l'exemple allemand est là pour nous le rappeler),
- *mondiaux*, parce que ces phénomènes ne sauraient être envisagés à l'échelle d'un seul pays quel qu'il soit : accès aux ressources, nature des marchés, détermination des prix,

développement des technologies, accès aux compétences clés, enjeux environnementaux et crises géopolitiques sont autant de phénomènes désormais globaux.

Comment, dans ce contexte, aborder les vingt prochaines années, et celles qui suivront ? Nous n'avons guère le choix : tout groupe mondial producteur et distributeur d'énergie doit poursuivre, de front, deux grands objectifs :

- a) satisfaire les besoins croissants en énergie d'une population planétaire toujours plus nombreuse,
- b) contribuer à la lutte contre le changement climatique, dont peu de gens contestent désormais les risques potentiels.

En somme, notre mission est la suivante : *apporter au plus grand nombre une énergie propre, sûre et compétitive en termes de prix.*

Tout groupe producteur et distributeur d'énergie ne saurait perdre de vue cette mission fondamentale dans sa réflexion sur les transformations à venir.

Satisfaire des besoins croissants en énergie

Deux facteurs principaux gouvernent la consommation mondiale d'énergie : la croissance de la population et la croissance économique.

- La plupart des experts s'accordent à dire que la planète comptera 9 milliards d'habitants en 2040 contre 7 milliards en 2012, l'Afrique représentant à elle seule 50 % de cette augmentation (notons cependant qu'un tel chiffre semble aujourd'hui moins acquis qu'il ne l'était il y a de cela quelques années).

- Quant à la croissance économique, le consensus s'établit autour de +3 à +3,5 %/an entre 2012 et 2040, avec des taux supérieurs à +5 %/an en Afrique, au Moyen-Orient et en Asie.

Que signifient ces tendances pour la consommation énergétique mondiale ?

Même avec des hypothèses volontaristes d'amélioration par un facteur 3 (en moyenne mondiale) de l'intensité énergétique (c'est-à-dire de la réduction de la quantité d'énergie nécessaire à la production d'un point de PIB), l'augmentation des besoins planétaires devrait être comprise (selon les derniers scénarios de l'Agence Internationale de l'Énergie) entre +0,5 et +1,5 %/an. Le scénario moyen envisage ainsi une augmentation de plus de 35 % de l'énergie consommée en 2040 par rapport à 2012 (soit environ 18 milliards de tonnes d'équivalent pétrole en 2040, contre 13 milliards en 2012).

Quelle que soit l'hypothèse retenue, une chose est sûre : même si la part des énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire et éolien) est appelée à augmenter pour

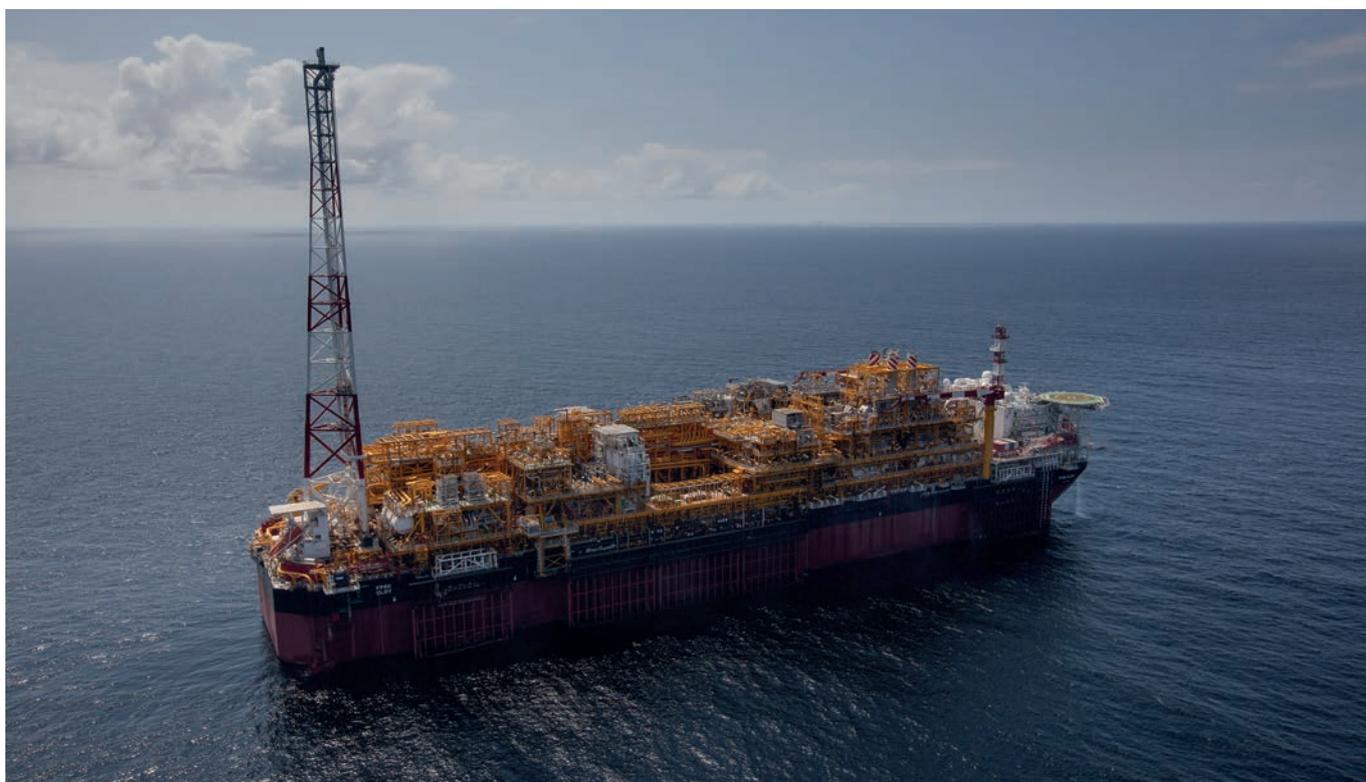


Photo © Thierry Gonzales/TOTAL

Un des FPSO (*Floating production storage and offloading*) exploités par Total pour assurer les opérations de traitement, de stockage et d'exportation de la production d'hydrocarbures et d'huiles en haute mer.

« Nos ressources en R&D et en innovation doivent nous permettre de mettre au point les technologies nécessaires pour améliorer les taux de récupération (qui sont seulement de 35 % en moyenne aujourd'hui) des hydrocarbures sur les champs en production, pour mettre en exploitation de nouvelles réserves en *offshore* profond et très profond ou encore pour développer des gisements de gaz de schiste, de gaz acide ou de gaz arctique. »



Photo © Patrick Sordollet/TOTAL

L'énergie solaire, vecteur d'amélioration de la vie quotidienne dans un village africain, avril 2011.

« Le programme Awango a pour objet de commercialiser des lampes solaires dans des pays en développement et il touchera, dès cette année, plus de cinq millions de personnes (avec la vente d'un million de lampes), dans une trentaine de pays d'Afrique et d'Asie. »

atteindre selon les scénarios de 19 à 30 % du total, le mix énergétique mondial à l'horizon 2040 devrait rester très dépendant des ressources fossiles. Celles-ci couvriraient 74 % des besoins dans le scénario moyen (le pétrole pour 26 %, le gaz et le charbon chacun pour 24 %) et 59 % dans le scénario le moins « fossile » (scénario dit « 450 ppm », permettant théoriquement de contenir le réchauffement planétaire moyen à +2°C à l'horizon 2100), soit une part de 22 % pour le gaz, de 21 % pour le pétrole et de 16 % pour le charbon.

Pour qu'ils se réalisent, l'un et l'autre de ces scénarios supposent des efforts considérables de la part des groupes producteurs et distributeurs d'énergie. Ces efforts, indissociables, sont de deux ordres :

- d'une part, notre industrie doit consentir des investissements majeurs (on parle de plus de 750 milliards de dollars par an) pour mettre en exploitation de nouvelles ressources pétrolières et gazières toujours plus complexes à développer, mais des investissements nécessaires, dans tous les cas, ne serait-ce que pour compenser le déclin des capacités de production existantes (ce déclin représentera près de 50 % de la production actuelle d'ici à 2030),
- d'autre part, le solaire et l'éolien (dont la part serait multipliée par 5 dans le scénario moyen, et par 10 dans le scénario

« 450ppm ») devront connaître des taux de croissance très élevés.

Pour tout groupe producteur et distributeur d'énergie qui se veut à la hauteur de l'enjeu, ces efforts imposent de consacrer aujourd'hui d'importantes ressources en R&D et en innovation.

Ces ressources doivent bien sûr nous permettre de poursuivre continûment l'amélioration de notre maîtrise des risques. Mais elles doivent également nous permettre de mettre au point les technologies nécessaires pour améliorer les taux de récupération (qui sont seulement de 35 % en moyenne aujourd'hui) des hydrocarbures sur les champs en production, pour mettre en exploitation de nouvelles réserves en *offshore* profond et très profond ou encore pour développer des gisements de gaz de schiste, de gaz acide ou de gaz arctique, tout en veillant à réduire encore et toujours notre empreinte environnementale.

Elles doivent nous permettre de réduire de façon très significative nos coûts d'investissement et d'exploitation : sur la période 2000-2013, ceux-ci ont subi une inflation considérable, progressant en moyenne de 14 %/an.

Enfin, elles doivent nous permettre de développer des technologies et des modèles d'affaires rentables dans les do-

maines des énergies renouvelables (du solaire, en particulier) et de la gestion de l'intermittence qui leur est associée.

Contribuer à la lutte contre le changement climatique

Ne nous voilons pas la face : les énergies fossiles sont responsables des deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Même si plus de 40 % des émissions fossiles proviennent de la combustion du charbon, les compagnies pétrolières et gazières ne peuvent ignorer qu'elles doivent satisfaire les besoins des consommateurs tout en mettant à leur disposition une énergie de moins en moins émissive.

Cette responsabilité va de pair avec l'évolution du mix énergétique et des modèles d'affaires associés. Elle induit des transformations multiples, dont nous avons tout à gagner à les combiner entre elles :

- premièrement, nous devons promouvoir le développement du gaz : des trois ressources d'énergies fossiles, le gaz naturel est en effet le moins émissif (de gaz à effet de serre par unité de production d'énergie finale), ce qui en fait un candidat idéal pour remplacer le charbon dans la génération électrique et apporter le complément indispensable aux énergies renouvelables et à leur intermittence ;
- deuxièmement, nous devons nous impliquer dans le développement des énergies renouvelables les plus prometteuses sur le plan économique, celles dont on peut penser que les progrès technologiques à venir vont nous permettre de parvenir à une exploitation rentable sans le soutien de subventions. C'est probablement le cas pour le solaire photovoltaïque, qui est déjà compétitif dans plus de 17 pays, compte tenu des avancées récentes réalisées en matière de rendement des cellules et de coûts de production. Les technologies de ce type sont d'autant plus stratégiques qu'elles semblent aujourd'hui les mieux à même de fournir aux populations des pays les plus pauvres un accès à des formes modernes d'énergie ;
- troisièmement, nous devons mettre en place des actions déterminées pour améliorer l'efficacité énergétique et, ce faisant, pour réduire notre empreinte environnementale et nos coûts de production. Il s'agit aussi bien d'innovation technologique que d'excellence opérationnelle, dans l'amont (production de pétrole et de gaz) comme dans le raffinage et la pétrochimie (amélioration des procédés, réduction des consommations et des pertes, amélioration des taux de disponibilité, etc.). Il s'agit également d'aider nos clients à moins consommer, et à mieux consommer, en leur fournissant des produits et des solutions toujours plus performants et respectueux de l'environnement ;
- quatrièmement, nous devons faciliter l'accès à l'énergie de ceux qui en sont aujourd'hui privés : Total développe de tels projets principalement à partir de ses productions de gaz et de ses activités solaires. Notre programme Awango en est une bonne illustration : il a pour objet de commercialiser des lampes solaires dans des pays en développement et il tou-

chera, dès cette année, plus de cinq millions de personnes (avec la vente d'un million de lampes), dans une trentaine de pays d'Afrique et d'Asie ;

- enfin, nous devons participer à des initiatives internationales comme celles lancées par le Pacte Mondial des Nations Unies (*Global Compact*), la Coalition pour le Climat et l'air pur (*Climate and Clean Air Coalition – CCAC*) ou encore par la Banque Mondiale. Ces initiatives portent diverses démarches collectives qui ne peuvent donner que plus d'ampleur à la contribution de notre industrie.

Doivent notamment faire l'objet de toute notre attention :

- la prise en compte d'un coût du carbone dans toute décision d'investissement ;
- le contrôle des émissions de méthane (composé organique à la durée de vie courte, mais au pouvoir de réchauffement supérieur à celui du CO₂) lors de la production des hydrocarbures ;
- la suppression du brûlage de « routine » des gaz associés lors de la mise en production de nouveaux gisements de pétrole et la réduction systématique de ce brûlage sur les installations anciennes.

Conclusion

La nécessité de lutter contre le changement climatique fait aujourd'hui consensus. Il en va de même pour les grandes mesures à mettre en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Compte tenu de sa responsabilité dans l'environnement mondial, du fait des opérations qu'elle mène et des produits qu'elle fournit, notre industrie ne saurait se contenter d'être suiveuse en la matière. Elle a un rôle majeur à jouer pour accompagner les efforts que chaque habitant de notre planète doit aujourd'hui consentir.

En d'autres termes, les grands groupes producteurs et distributeurs d'énergie se doivent de transformer en opportunité l'impératif qui s'impose aujourd'hui à eux. Ils doivent en faire une partie intégrante de leur mission et y consacrer une part suffisante de leurs ressources.

C'est d'ailleurs uniquement à cette condition qu'ils pourront, sur le long terme, continuer à attirer et à mobiliser de nouveaux capitaux et de nouveaux talents.

C'est dire si les vingt années qui viennent seront des années charnières pour notre secteur : elles devraient voir se dessiner, progressivement, au fil des transformations nécessaires à la poursuite de l'exercice de notre métier (et sous l'impulsion, également, de la digitalisation poussée des entreprises, de l'optimisation des procédés liée au *Big Data* et de la multiplication des objets connectés), un nouveau type de groupe producteur/distributeur d'énergie. Un groupe énergéticien certes d'un nouveau genre, mais dont la mission essentielle restera de fournir au plus grand nombre l'énergie propre, sûre et compétitive dont l'humanité aura durablement besoin.

Les turbines conventionnelles sont-elles les gagnantes ou les perdantes de la transition énergétique ?

Par **Christophe DE MAISTRE**

Président directeur général de Siemens France

et **Jean-Philippe HENRY**

Directeur des activités Energy Solutions de Siemens France

L'analyse des trajectoires des transitions énergétiques des grands pays européens montre que les moyens thermiques de production électrique vont continuer à jouer un rôle important. Ce sera notamment le cas en Grande-Bretagne et en Allemagne, deux pays confrontés au développement des productions à base d'énergies renouvelables intermittentes, les modalités du déploiement respectif des filières gaz et charbon dépendant des orientations des politiques nationales de transition énergétique.

En raison notamment du poids prépondérant des moyens nucléaires et hydrauliques dans son bouquet de production électrique, le cas français reste particulier. Profondément rénové avec le déploiement de nouvelles unités Gaz à Cycle Combiné venu compenser le retrait prononcé des unités fioul et charbon, le parc thermique français devrait continuer à jouer pleinement son rôle de vecteur d'ajustement, en complément des autres filières de production électrique.

Avec les directives du paquet Climat-Énergie destinées à favoriser une économie sobre en carbone, l'Union européenne a engagé depuis 2009 ses pays membres dans des politiques visant à maîtriser leur consommation d'énergie et à modifier profondément leur bouquet énergétique.

La directive recommandant de privilégier les énergies renouvelables (EnR) par rapport aux énergies fossiles a fixé comme objectif global, à l'horizon 2020, 20 % d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation d'énergie primaire et 35 % dans la production électrique, un objectif partagé qui a été décliné dans les différents plans d'action nationaux établis en 2010. Pour autant, les politiques guidant l'évolution des différents systèmes électriques nationaux font apparaître des trajectoires extrêmement différenciées.

Il semble néanmoins que dans plusieurs pays européens une même tendance se dessine mettant en cause la composante la plus moderne des parcs thermiques de production d'électricité, les centrales à cycle combiné gaz-vapeur (CCG).

La transition énergétique aurait-elle déclenché un déclin iné-

luctable des systèmes conventionnels utilisant des turbines à gaz et à vapeur, ou ouvre-t-elle à ceux-ci la possibilité de jouer un rôle nouveau dans les systèmes électriques, gage de leur développement futur ?

Des transitions énergétiques aux trajectoires différenciées n'excluant pas le thermique

La composante thermique ⁽¹⁾ du parc de production électrique européen a été fortement impactée ces deux dernières années par les décisions d'arrêt et de mise sous cocon affectant les centrales à cycle combiné gaz-vapeur (CCG) : les fermetures totales ou partielles annoncées représentent environ 25 GW par rapport à un parc total de l'ordre de 200 GW.

(1) Le parc thermique regroupe les moyens de production d'électricité utilisant comme combustible le gaz, le charbon, le fioul et, éventuellement, la biomasse.

Cette situation trouve son origine dans le conflit entre, d'une part, des investissements massifs dans des unités CCG au cours de la décennie 2000-2010 sous l'effet de la libéralisation du marché de l'électricité et de prévisions de demande à la hausse et, d'autre part, l'abondance croissante de l'électricité renouvelable subventionnée et un avantage de coût favorisant le charbon par rapport au gaz (avantage non compensé par le cours de la tonne de CO₂). Cependant, même en Grande-Bretagne et en Allemagne, pays qui partagent une ambition forte pour leur production d'électricité d'origine éolienne à l'horizon 2020 ⁽²⁾, la contribution des parcs thermiques devrait rester très majoritaire dans leur production électrique nationale, à des niveaux pratiquement constants entre 2013 et 2020 ⁽³⁾.

Derrière cette tendance commune se cachent néanmoins des différences importantes à la fois dans l'évolution du poids relatif des filières gaz et charbon à l'intérieur du parc thermique et dans le rôle du nucléaire par rapport au parc thermique. Ces différences sont le reflet de stratégies distinctes de transition énergétique : à la différence de l'*Energiewende* allemand, le *Climate Change Bill* britannique opte nettement pour une dé-carbonisation globale, ce qui favorise le déclin du parc charbon tout en laissant la porte ouverte au nucléaire comme composante du mix électrique.

Ces différences tiennent aussi à des capacités d'équilibrage de la production nationale dissemblables (que ce soit du fait des interconnexions avec les pays voisins ou du recours à l'hydraulique), comparativement très réduites dans le cas britannique. Cette limitation pousse la Grande-Bretagne à disposer en propre d'une composante thermique aussi décarbonée et flexible que possible, et donc à accentuer le rôle de la filière CCG, qui, progressivement devrait devenir, à partir de 2020, la composante quasi unique du parc thermique britannique ⁽⁴⁾. Face à la composante renouvelable, le parc CCG britannique devrait donc jouer un rôle essentiel en semi-base et en équilibrage, à hauteur globale de 40 % de la production - les parcs nucléaire et charbon assurant un « ruban » de sécurisation permanent, se situant entre 10 et 20 % de la production électrique britannique totale.

À l'inverse, l'Allemagne continuera, du fait de la sortie programmée de l'énergie nucléaire et de la non pénalisation du charbon tout au long de la phase de sa transition, à solliciter encore fortement son parc charbon, à hauteur de 30 % de sa production d'électricité, la filière CCG et les interconnexions jouant le rôle d'équilibrage.

Malgré ces différences notables, le parc thermique conventionnel jouera donc un rôle stratégique dans la transition énergétique de ces deux pays.

Un regard sur l'évolution du parc thermique centralisé français et sur ses futurs possibles

Le déploiement de la filière CCG française au service d'une transition énergétique avant l'heure

Comparé aux exemples britannique et allemand, le parc thermique français a toujours été cantonné au rôle de variable

d'ajustement dans le parc de production du simple fait du poids combiné de la production nucléaire (plus de 75 % de l'offre) et de la production hydraulique (près de 15 %). Ainsi, en dépit de la relance de la filière charbon au début des années 1980, les moyens thermiques centralisés atteignaient une puissance d'à peine 12 GW en 2005, assurée à hauteur de 60 % par des unités au charbon et de 40 % par des unités au fioul, ces dernières n'étant utilisées qu'en cas de forte tension sur le réseau. De plus, la part de 10 % de production, laissée encore ouverte au thermique il y a dix ans, se rétrécit inéluctablement à production globale constante, du simple fait du développement des moyens de production à base d'EnR.

Néanmoins, à partir de 2006 (année de la mise en service par GDF des deux premières unités CCG françaises à Dunkerque), le parc thermique français s'est engagé dans une profonde modernisation : onze groupes CCG supplémentaires ont été ainsi connectés au réseau entre 2009 et 2013, tandis que sous la pression des nouvelles directives européennes visant la réduction des émissions industrielles ⁽⁵⁾, s'est amorcé un processus de retrait des unités fioul et charbon correspondant à la suppression de plus de 8 GW ⁽⁶⁾ de puissance.

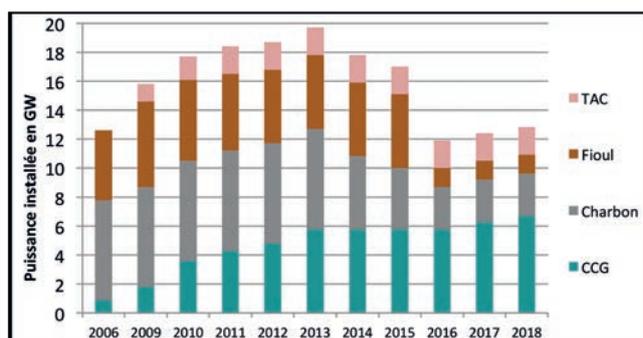


Figure 1 : La rénovation du parc thermique centralisé français après déploiement des quinze groupes CCG.

(2) Le taux de pénétration de l'éolien, qui s'élevait, en 2013, à 7 % en Grande-Bretagne et à 8 % en Allemagne, devrait être dans ces deux pays respectivement de 13 % et de 15 % en 2020 ; solaire compris, le taux de pénétration du renouvelable allemand devrait passer de 10 à 20 %.

(3) 250 TWh en Grande-Bretagne, soit environ 65 % de la production nationale, et 325 TWh en Allemagne, soit une part de 55 %.

(4) Selon les projections (généralement conservatrices) de RTE, le parc thermique britannique se décomposerait en 2020 entre 30 GW de moyens gaz et 15 GW de moyens charbon. À l'horizon 2030, il devrait atteindre les 50 GW, quasi exclusivement en moyens gaz.

(5) Directive Grandes installations de combustion pour la période 2008-2015 et directive Émissions industrielles à partir de 2016, des directives qui fixent notamment des plafonds de plus en plus contraignants aux émissions de SO₂, de NOx et de CO.

(6) Des retraits se situant à hauteur de 4,7 GW pour la filière fioul et à hauteur de 4 GW pour la filière charbon, ne laissant opérationnels, en 2016, que deux groupes au fioul (1,3 GW) et cinq groupes au charbon (2,9 GW).

En ajoutant aux 5,6 GW de moyens CCG déjà déployés les 0,9 GW correspondant à la contribution future des deux unités de Bouchain et de Landivisiau, et en tenant compte du développement, entre 2007 et 2011, de la filière TAC ⁽⁷⁾ pour couvrir les pointes extrêmes, la puissance du parc thermique centralisé français devrait atteindre en 2018 un potentiel de 12,8 GW. Le parc thermique retrouverait dès lors un niveau similaire à celui de 2006, mais dans une configuration modernisée et fortement décarbonée pour sa composante semi-base ⁽⁸⁾.

Alors que la loi relative à la transition énergétique réaffirme le rôle des outils de programmation, on remarquera que cette modernisation (qui aura mobilisé de 2005 à 2013 un investissement total (non subventionné) dans la filière CCG de plus de 3,5 milliards d'euros, était préconisée par la « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique : période 2005-2015 » (PPI 2006) dans l'optique de « combler les besoins de semi-base (...) consécutifs à la fermeture inéluctable des installations charbon anciennes ». Cet objectif était réaffirmé par la PPI 2009, alors que l'intérêt économique des CCG en tant que moyens de production en semi-base avait été confirmé par la « Synthèse publique des coûts de référence de la production électrique 2008 » et que la réduction des émissions de CO₂ devenait une cible prioritaire de la PPI, en accompagnement des nouvelles directives européennes.

L'avenir de la filière CCG française s'adaptera à l'évolution des filières nucléaire et renouvelable

Si l'année 2013 a clairement marqué une pause dans le déploiement de la filière CCG en France, à la mesure du marasme affectant l'ensemble de la filière en Europe, deux nouvelles mises en service (déjà évoquées plus haut) se profilent néanmoins à l'horizon 2016-2017 :

- l'unité CCG de Bouchain (510 MW), projet pilote mené en partenariat par EDF et General Electric (GE) ;
- et l'unité CCG de Landivisiau (413 MW), projet développé par Direct Energie associé à Siemens en réponse à l'appel d'offres lancé par l'État en juin 2011 pour sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne.

Dans une période difficile, ces deux projets ont le mérite d'explorer les axes qui orienteront l'avenir de la filière CCG en France comme sur le marché européen :

- le projet de Bouchain illustre les efforts continus déployés par les constructeurs pour améliorer les performances des turbines à gaz, et plus largement celle des unités CCG en termes de flexibilité, leur permettant ainsi de se positionner en tant que moyens clés de l'équilibrage de la production

(7) La filière TAC (Turbine à combustion) comprend six unités, mises en service entre 2007 et 2010, pour un total de 1,2 GW.
 (8) Une unité CCG émet deux à trois fois moins de CO₂ qu'une unité charbon de puissance équivalente. Par ailleurs, elle n'émet pas de SO₂, et ses émissions maximales de NOx sont deux fois moins élevées que celles d'une unité charbon.

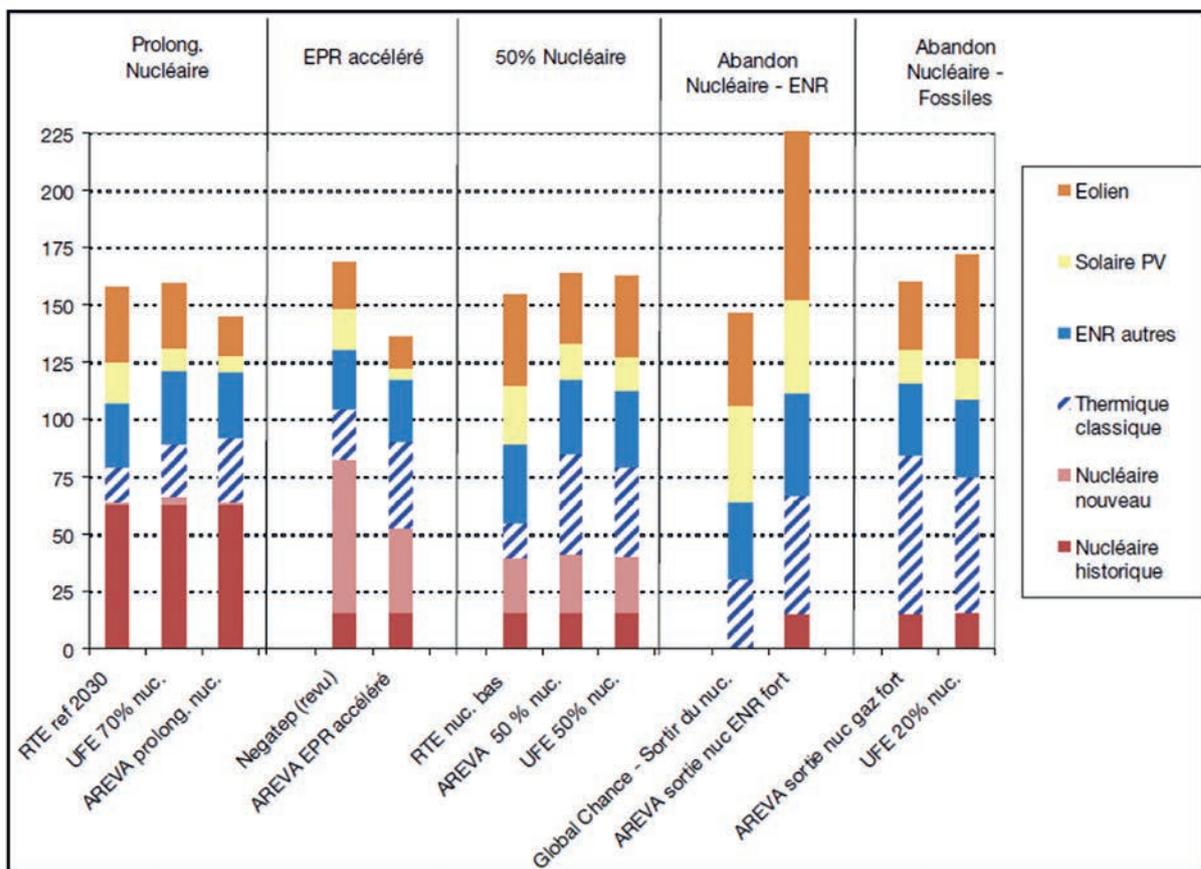


Figure 2 : Douze scénarios pour le parc installé français et la filière thermique à l'horizon 2030 (source : « Énergies 2050 »).

face à l'intermittence des moyens de génération électrique à base d'EnR ;

- le projet de Landivisiau préfigure les ambitions des mécanismes de capacité à financement public envisagés pour soutenir l'investissement dans des moyens permettant de sécuriser l'approvisionnement électrique, y compris les moyens thermiques flexibles.

Au-delà de 2018, le rapport « Énergies 2050 » (de février 2012) a mis en évidence le fait que le spectre des projections possibles concernant l'évolution du parc électrique français était extrêmement diffus, en constatant que « *la plupart des scénarios étudiés considère des options très contrastées sur la place du nucléaire dans le bouquet électrique futur* » et qu'« *en cas d'abandon ou de diminution de la part du nucléaire, son remplacement prend des formes variées : généralement des CCG (cycles combinés gaz), des renouvelables (EnR) (généralement éolien et/ou solaire photovoltaïque ⁽⁹⁾) ou un bouquet des deux* ».

L'étude a finalement mis en évidence un débat très ouvert autour de la nécessité de prévoir de nouvelles capacités thermiques (notamment des unités CCG) pour accompagner le déploiement des moyens de génération électrique à base d'EnR intermittentes. La disponibilité de moyens hydrauliques conséquents (25 GW), les possibilités de moduler la production nucléaire et le niveau modéré du taux de pénétration de l'éolien en France (de l'ordre de 3,5 % en 2013 et de 7 % en 2020) sont effectivement de nature à inciter à la prudence. Néanmoins, aborder l'horizon 2030 avec 13 % d'électricité issue de moyens intermittents pourrait s'avérer problématique si la puissance du parc thermique français restait à son niveau de 2006.

Toujours est-il que le développement de la filière CCG française, qui permet aujourd'hui d'ajuster le parc de production thermique au recul du parc charbon et qui permettra peut-être demain de l'adapter au développement accru des parcs éolien et solaire, constitue déjà une avancée permettant de parfaire la décarbonation du système de production électrique français.

Turbines conventionnelles : un destin lié à celui des énergies renouvelables intermittentes

Une flexibilité accrue des moyens thermiques permettant d'équilibrer l'intermittence des moyens renouvelables

Le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité constitue un défi technique et économique d'une ampleur croissante en Grande-Bretagne comme en Allemagne, alors même qu'augmente dans ces deux pays la pénétration des moyens éoliens ou solaires du fait de la variabilité de l'énergie transportée par les flux électriques issus de moyens exploitant des énergies renouvelables.

Des mécanismes déjà en œuvre pour ajuster l'offre de production électrique aux fluctuations de la demande et éven-

tuellement aux arrêts programmés ou inopinés des groupes de production, des moyens de production suffisamment flexibles, rapidement mobilisables et démobilisables en fonction de la disponibilité de l'énergie d'origine renouvelable ainsi que des ajustements de la consommation elle-même (grâce aux procédés d'effacement et au recours aux réseaux intelligents) devraient permettre d'assurer l'adéquation à court terme entre l'offre et la demande, et ce malgré l'intermittence des moyens de production à base d'EnR.

Une fois le potentiel des moyens hydrauliques, hautement flexibles, mobilisé, il faut donc disposer d'une réserve supplémentaire de moyens pilotables et flexibles qui ne peut reposer que sur des moyens thermiques conventionnels, notamment des moyens gaz, puisqu'ils ont une performance écologique en termes de rejets et d'efficacité énergétique en mode cycle combiné qui n'est pas contradictoire avec le développement des énergies renouvelables elles-mêmes. Ce parc d'équilibrage peut intégrer des moyens centralisés ou régionalisés, en particulier des moyens de type biomasse ou de type biogaz, pour peu qu'ils soient pilotables et suffisamment flexibles. Dans la plupart des cas envisageables, il s'agit donc d'unités de production impliquant des turbines conventionnelles à gaz ou à vapeur (voire les deux).

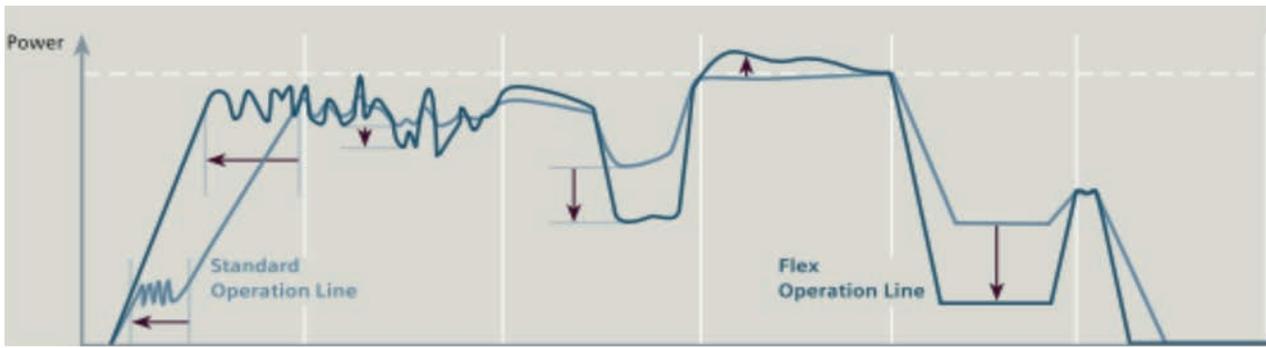
Il en résulte des modifications profondes des modes de fonctionnement des moyens thermiques des filières charbon et gaz, par rapport à leur rôle historique de moyens de production de base ou de semi-base. À une échelle macroscopique, on observe ainsi une réduction globale du nombre de leurs heures de fonctionnement, avec des périodes de déconnection du réseau de durées variables et d'autant plus fréquentes ou d'autant plus longues que la pénétration des moyens renouvelables est forte.

D'un point de vue dynamique, dans les pays où la pénétration des moyens éoliens est déjà forte, les profils de production d'ores et déjà requis des moyens thermiques dans leur fonction d'équilibrage de l'intermittence de la production d'origine éolienne se caractérisent principalement par :

- des démarrages plus fréquents s'accompagnant de montées en charge plus rapides,
- des ajustements de puissance (à la hausse ou la baisse) plus importants et aussi rapides que possible,
- des paliers de puissance minimale plus bas, de façon à ce qu'ils puissent rester connectés au réseau en permanence.

Face à cette évolution, les constructeurs de moyens modernes de production (comme les CCG) ont développé de nouvelles fonctionnalités permettant d'accroître leur capacité de réaction face aux exigences, éventuellement brusques, de l'équilibrage. Parallèlement, ils ont dû s'assurer que les équipements périphériques (essentiellement les chaudières de récupération et les circuits vapeur) étaient capables de résister aux nouvelles formes de stress qui leur sont imposées.

(9) Le solaire thermodynamique (au potentiel limité, mais bien réel) nécessite le plus souvent le recours à des turbines à vapeur.



| Amélioration | Démarrage Accélééré (15mn) | Gradients de puissance accentués | | | Abaissement de la charge min. | Raccourcissement du temps de refroidissement |
|-----------------------|----------------------------|--|-----------------------------|---------------------------|--|--|
| Bénéfice opérationnel | Mobilisation à la demande | Réaction plus rapide à l'intermittence | Plage agrandie en puissance | Augmentation des réserves | Puissance de veille réduite sans émissions | Facilitation de la maintenance |

Figure 3 : Amélioration de la flexibilité des CCG.

Évidemment, l'enjeu de cette évolution est que ces fonctionnalités ne soient pas seulement proposées pour les unités neuves, mais qu'elles soient conçues de telle sorte qu'elles puissent donner lieu à des *retrofits* (ou réaménagements) sur des turbines déjà installées. Par ailleurs, les nouveaux modes de fonctionnement des turbines conventionnelles appellent une mise à jour des procédures de maintenance prévues pour des modes opératoires beaucoup plus stables.

Une mise en réserve d'un parc conséquent de moyens thermiques pour sécuriser l'offre d'électricité

Pour dimensionner ce parc contribuant quotidiennement à l'équilibrage du système électrique, il est d'usage de considérer son rôle de sécurisation dans un scénario extrême, c'est-à-dire en situation de pointe de consommation. Ce dimensionnement s'appréhende en cumulant les « crédits de capacité » des différentes filières de production, ces crédits étant calculés à partir du taux de mobilisation garanti (ou « facteur de fermeté » ⁽¹⁰⁾), pour chaque filière confrontée à une telle situation de pointe.

Le parc de réserve allemand a ainsi été évalué par la *Deutsche Energie-Agentur* (DENA, Agence allemande de l'énergie) attribuant au parc renouvelable un « facteur de fermeté » de l'ordre de 10 % s'accroissant légèrement dans le temps concomitamment au développement de l'éolien *off-shore* et des effets de foisonnement ⁽¹¹⁾. En considérant une puissance requise à la pointe de 83 GW, qui sera maintenue à la même valeur de 2022 à 2050 grâce aux économies d'énergie attendues, la DENA parvenait aux conclusions suivantes en 2012 :

- en 2022, année de l'arrêt définitif du nucléaire en Allemagne et où le taux de pénétration des énergies renouvelables sera de l'ordre de 24 % (pour un parc de moyens renouvelables de 125 GW), la sécurité du système reposera à 80 % sur la disponibilité d'un parc de 75 GW de moyens thermiques ;

- à l'horizon 2050, avec une production d'électricité devant être basée à 80 % sur les énergies renouvelables (pour un parc de moyens renouvelables de 170 GW), le parc thermique nécessaire sera de 61 GW (50 GW de moyens conventionnels et 11 GW en co-génération).

On notera que les 50 GW de moyens conventionnels de sécurisation (prévus en 2050), fonctionnant essentiellement au gaz dans les projections de la DENA, sont des moyens qui sont à ce jour encore à construire, et seule une très faible proportion de ceux-ci sera disponible en 2020 (par rapport au parc de 2013). La mise en œuvre de l'*Energiewende* devra donc prévoir en parallèle au déploiement des moyens renouvelables le déploiement progressif d'un parc très conséquent de nouveaux moyens de production thermiques ⁽¹²⁾.

Une nouvelle équation économique pour une stratégie gagnant-gagnant

Fournir une énergie thermique aussi faible en carbone que possible, sécuriser le système électrique en étant capable

(10) Pour chaque filière, le « facteur de fermeté » indique la proportion du parc installé garantie « à la pointe » compte tenu de tous les aléas pouvant affecter la disponibilité effective des moyens de production composant le parc, y compris le caractère fatal de l'énergie éolienne ou solaire pour le parc de moyens renouvelables.

(11) Le parc renouvelable allemand (solaire et éolien confondus) affiche à l'heure actuelle un taux de charge moyen variant entre 15 et 17 % ; un facteur de fermeté de 10 % signifie que l'on peut compter sur ce parc, en période de pointe, à hauteur de 60 % ($0,6 \times 17 \% = 10,2 \%$) des conditions moyennes.

(12) Au-delà du cas allemand, l'AIE estimait en 2012 qu'une capacité de 300 GW de moyens thermiques flexibles additionnels serait nécessaire au niveau mondial en 2035 pour assurer l'adéquation à la pointe des systèmes électriques utilisant des moyens EnR intermittents, confirmant ainsi une préconisation antérieure suggérant de prévoir 1 MW de moyens flexibles pour 5 MW installés de moyens EnR intermittents.

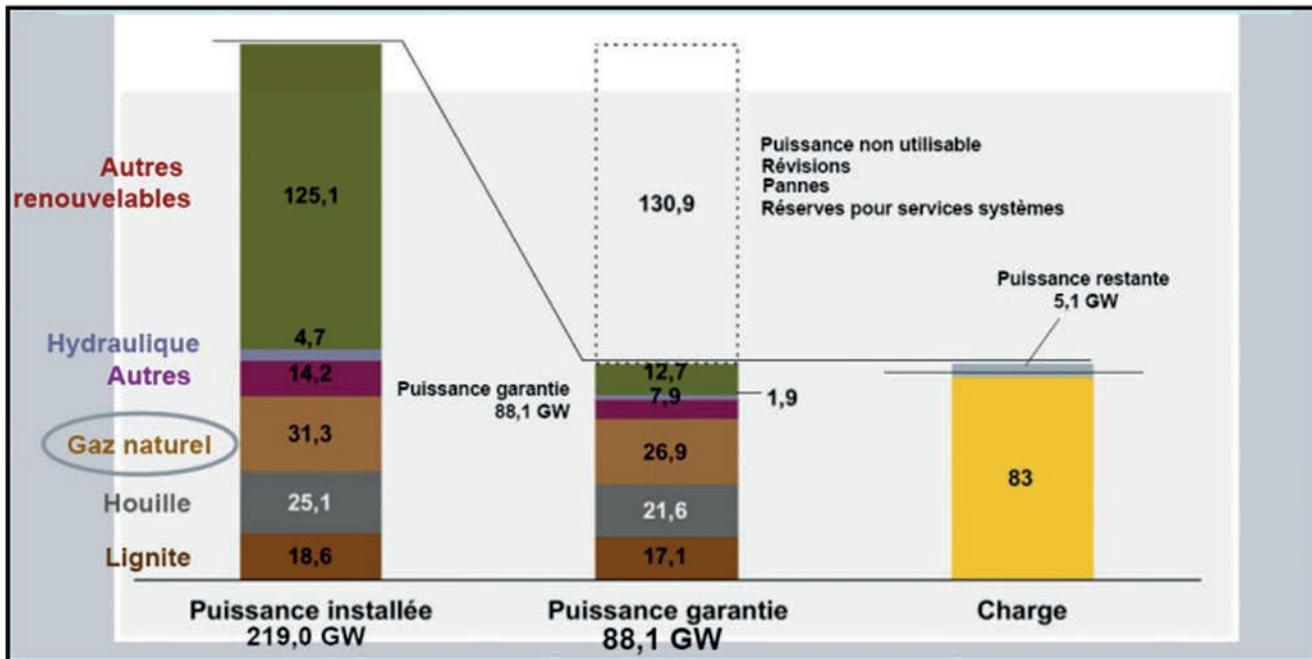


Figure 4 : « Crédit de capacité » des moyens de production électrique allemands à l'horizon 2022 (référence : DENA).

de répondre au caractère fatal de la production issue des énergies éolienne et solaire, fournir la composante flexible indispensable au maintien de l'équilibre offre/demande en présence d'une production intermittente de plus en plus importante, ce sont là autant de nouvelles missions qui incombent aux centrales conventionnelles utilisant des turbines gaz ou à vapeur pour permettre aux systèmes électriques d'évoluer tout en contribuant à la maîtrise des émissions des gaz à effet de serre (GES).

Si l'âge, supposé d'or, des centrales thermiques fonctionnant en base et semi-base n'appartient pas encore totalement au passé - comme l'indiquent le développement prodigieux du parc des centrales CCG aux États-Unis en lieu et place du développement non confirmé du nucléaire et le recours paradoxal au charbon en Allemagne -, la capacité des turbines conventionnelles à évoluer techniquement, en particulier en termes de rejets, d'efficacité et de flexibilité, est un gage d'avenir prometteur.

Néanmoins, sans négliger les efforts de R&D nécessaires

pour poursuivre dans cette voie, ou plus exactement parce que ces efforts nécessitent des financements qui soient à la hauteur du potentiel encore à développer de ces formidables machines que sont les turbines à gaz et les turbines à vapeur, le défi à relever dans les années à venir sera davantage économique que technique, et même davantage politique qu'économique.

Quels mécanismes de marché mettre en place pour concilier le développement des technologies renouvelables et l'investissement dans les autres moyens de production ?

Comment pénaliser les moyens thermiques les plus émetteurs de gaz à effet de serre ? Comment rendre tous les moyens de production coresponsables de la sécurité de l'approvisionnement électrique ? Telles sont les questions auxquelles les acteurs (industriels, fabricants d'équipements et opérateurs de moyens de production) sont confrontés et ils attendent de la part des régulateurs nationaux et européens des réponses devant leur permettre de bâtir ensemble le système électrique du futur dans une stratégie gagnant-gagnant.

Peut-on encore fabriquer des produits énérgo-intensifs en France ?

Par Hervé BOURRIER

Directeur général d'ArcelorMittal France (depuis 2009), président de l'Union des Industries du Recyclage (UIR) et vice-président d'Entreprise pour l'Environnement (EPE)

Assurer en France un coût de l'énergie compétitif et conduire une politique de transition énergétique porteuse d'avenir pour l'industrie et l'emploi est essentiel dans un contexte de concurrence mondiale et globalisée. Les industries énérgo-intensives contribuent de manière significative à l'existence d'une industrie forte en France. Elles représentent à elles seules plus de 150 usines, autour de 10 % de la consommation électrique et de gaz naturel nationale, et environ 50 000 emplois directs et 120 000 emplois indirects.

Dans un environnement économique de plus en plus complexe et dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant, ces industries se sont adaptées, au fil des années, pour être plus performantes et ont dû parfois réinventer leur modèle économique et leurs modèles d'affaires.

Mais pour ces industries, pour lesquelles l'énergie peut représenter de 10 à 25 % de leur coût de production, il existe un double impératif : l'accès à une énergie compétitive en coût complet (€/MWh) et l'adoption de mesures en faveur de l'efficacité énergétique (MWh énergie/tonne de produit fini).

Les outils permettant d'améliorer la compétitivité énergétique des industries énérgo-intensives en France existent. C'est par la mobilisation de l'ensemble des acteurs que nous pourrions revenir à une industrie forte au travers de la prise rapide de mesures concrètes et efficaces.

Assurer en France un coût de l'énergie compétitif et conduire une politique de transition énergétique porteuse d'avenir pour l'industrie et l'emploi en France est essentiel dans un contexte de concurrence mondiale et globalisée.

L'histoire de notre industrie, la performance de nos usines, la qualité de notre main-d'œuvre et notre capacité d'innovation sont autant d'atouts pour réussir dans la compétition mondiale.

Les industries énérgo-intensives, qui rassemblent des secteurs très variés (comme l'acier, la chimie et le papier), contribuent de manière significative à l'existence d'une industrie forte en France. Elles représentent à elles seules plus de 150 usines, autour de 10 % de la consommation électrique et de gaz naturel nationale, et environ 50 000 emplois directs et 120 000 emplois indirects.

Dans un environnement économique de plus en plus complexe et dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant, ces industries se sont adaptées, au fil des années, afin d'être plus performantes, et ont dû parfois réinventer leur modèle économique et leurs modèles d'affaires.

Pour ces industries, l'énergie peut représenter 10 à 25 % de leur coût de production (voire beaucoup plus pour certains produits) ; il ne s'agit pas ici d'avoir le prix de l'énergie (en euros par mégawattheures) le plus bas possible, mais bien le coût d'énergie le plus bas possible (en euros par tonne de produit fini).

Il existe donc un double impératif :

- l'accès à une énergie compétitive en coût complet (€/MWh),
- et l'efficacité énergétique (MWh énergie/tonne de produit fini) .

La compétitivité des industries énérgo-intensives dans un environnement mondialisé

Lorsque l'on compare les coûts de l'énergie pour les industriels énérgo-intensifs en France par rapport à leurs grands concurrents mondiaux, le constat est sévère :

- en Amérique du Nord, le gaz de schiste s'est largement développé, la durée de vie des centrales nucléaires a été portée à 60 ans et l'hydraulique a été développé massivement ;
- en Russie, la vente du gaz s'effectue au prix coûtant et il existe des subventions à la production décentralisée ;
- les pays du Golfe Persique capitalisent sur une base *on-shoring* liée à la rente pétrolière.

En conséquence de quoi, l'accès à l'énergie pour ces régions est au minimum 50 % moins cher qu'en Europe, notamment pour le gaz (mais c'est aussi le cas pour l'électricité).

En particulier, la révolution des gaz de schiste a conduit à des prix de 2 à 3 fois moins élevés aux États-Unis, et ce de façon durable, comme le prouvent les chiffres suivants de l'AIE ⁽¹⁾ :

- les prix du gaz naturel étaient au même niveau des deux côtés de l'Atlantique en 2003, ils sont 3 fois plus élevés en Europe en 2013, et ils seront deux fois plus élevés en 2035 ;
- pour l'électricité, les prix étaient 40 % plus élevés en Europe en 2003 et 120 % plus élevés en 2013, cet écart se maintenant au même niveau en 2035.

En matière de gaz naturel, comme les consommateurs industriels américains peuvent sécuriser leur approvisionnement à long terme (10 ans), ils assurent d'emblée la rentabilité de leurs énormes investissements actuels (qui démarreront à partir de 2016-2017), alors que leurs homologues européens ne peuvent contractualiser leur approvisionnement au-delà de 2 à 3 ans au maximum et, de surcroît, à des prix 2 fois plus élevés.

À relativement brève échéance, ce différentiel de compétitivité risque donc d'entraîner, en France, la fermeture de sites industriels gazo-intensifs exposés à la concurrence internationale.

Une analyse intéressante de l'Agence Internationale de l'Énergie montre que, si aucune mesure n'était prise d'ici à 2035, la conséquence de ces écarts de prix serait une baisse très significative de la part de marché dans le commerce mondial des biens énérgo-intensifs produits en Europe, qui passerait de 36 % en 2013 à 26 % en 2035, alors que sur la même période celle des États-Unis augmenterait de 10 à 11 %, celle de la Chine de 7 à 10 %, celle du Moyen-Orient de 3 à 5 % et celle de l'Inde de 2 à 4 %.

Il est donc urgent de mettre en place des mesures qui permettent à l'industrie européenne de bénéficier d'une énergie compétitive.

Au sein même de l'Europe, des écarts de coûts existent et persistent, voire s'aggravent, en matière d'approvisionne-

ment en électricité. Grâce à des mesures fortes de soutien à leurs industriels énérgo-intensifs, l'Allemagne et l'Espagne sont devenues beaucoup plus compétitives que la France.

En Allemagne, outre les mesures d'exemption relevant de politiques de soutien au développement des énergies renouvelables (très favorables aux industriels, tout en étant 100 % euro-compatibles), les aides aux énérgo-intensifs se chiffrent à un milliard d'euros par an, ce qui conduit à un différentiel de prix en faveur des industriels allemands allant de 30 à 40 %. Pour une consommation industrielle deux fois moindre qu'en Allemagne, l'aide équivalente en Espagne est de 550 millions d'euros par an.

En outre, le prix de marché allemand de l'électricité est beaucoup plus bas que le prix français, conséquence notamment de la forte pénétration du chauffage électrique en France, malgré son mix énérgétique favorable. Les industriels en paient les conséquences dans leur coût d'accès à l'électricité, en sus du surcoût à venir du marché de capacité français, qui est également une conséquence de la très forte thermo-sensibilité de la consommation française (les énérgo-intensifs n'étant, quant à eux, pas thermosensibles dans leur manière de consommer l'électricité).

Enfin, le choix de l'Union européenne de décarboner significativement son parc de production va rendre le prix de l'électricité (comprenant son transport, les taxes et tout dispositif de soutien aux ENR) encore moins compétitif, alors même que l'électricité européenne est déjà chère par rapport à celle de ses principaux concurrents mondiaux.

Se pose ainsi la question des choix à venir de la France en matière de mix de production, en tenant compte du fait que la France possède actuellement un mix très peu émetteur de CO₂ et encore compétitif en matière de coûts (nucléaire historique et hydroélectricité). Plutôt que d'être vécue comme une contrainte, la transition énérgétique doit permettre de consolider l'efficacité économique du parc de production français.

Aussi, pour que cette transition énérgétique soit une transition positive structurant sur le long terme une industrie française compétitive, il devient urgent et important de mettre en place des mesures simples et réalistes, et qui existent déjà dans d'autres pays.

Les leviers permettant d'assurer la pérennité des industries énérgo-intensives en France

Pour les entreprises énérgo-intensives, une transition énérgétique réussie exige :

- sur le long terme, l'adoption d'un cadre politique et réglementaire national et européen cohérent et stable apportant une visibilité indispensable aux acteurs économiques,
- sur le court terme, des mesures urgentes visant notamment à préserver la compétitivité des entreprises intensives en

(1) World Energy Outlook 2013.

énergie, qui, le plus souvent, sont exposées à la concurrence internationale.

Donner accès à une énergie à un prix compétitif est une priorité, si l'on veut maintenir des industries énérgo-intensives en France.

Cet objectif peut être atteint *via* un travail portant sur toutes les composantes du prix, dans le cadre d'une politique industrielle efficace et volontariste.

Travailler sur le prix des énergies est d'autant plus efficace que la part de l'énergie est significative dans le coût global de production. C'est particulièrement le cas des entreprises énérgo-intensives. Dans des secteurs comme l'acier ou la chimie, où la part de l'énergie représente plus de 10 % des coûts totaux, diminuer de moitié le prix de l'énergie permettrait ainsi d'améliorer de 5 % le coût de revient complet.

Le prix des énergies résulte de l'addition de diverses composantes sur lesquelles il est possible d'agir (indépendamment ou concomitamment) :

- le prix de l'électron ou des combustibles, qui est directement lié à leur coût de production ou de distribution à l'échelle nationale, mais aussi, souvent, supranationale,
- les charges ou les autres volets de ce coût qui sont liés au transport de l'énergie, aux taxes et contributions au service public et aux mécanismes spécifiques de compensation, et qui relèvent des politiques publiques ;
- la rémunération des mécanismes de gestion de la demande (effacement lors des pointes de consommation).

L'électricité

- Le prix de l'électron est la principale composante du coût de l'électricité : les modalités de calcul de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique), qui nécessitent d'être validées par la Commission européenne, conduisent à fixer un prix de l'électron supérieur au prix de marché et durablement orienté à la hausse. Les marges de manœuvre pour le faire évoluer dans le sens de la compétitivité attendue par les industriels énérgo-intensifs semblent dès lors assez faibles. C'est pourquoi il est indispensable qu'en parallèle, les consommateurs énérgo-intensifs puissent bénéficier d'un nouvel accès à une électricité compétitive sur le long terme :

- *via* le nucléaire historique, en donnant aux énérgo-intensifs un accès spécifique au nucléaire historique de base (soit hors coût de modulation) en leur permettant d'investir dans le prolongement des capacités nucléaires, comme les y autorise la loi NOME,
 - *via* l'hydraulique, notamment à l'occasion du renouvellement des concessions.
- Le coût du carbone lié à la politique européenne sur le Climat n'est pas sans conséquence sur les prix d'accès à l'énergie. C'est pourquoi les lignes directrices de cette politique autorisent les États membres de l'Union européenne à compenser le coût du CO₂ dans le prix de l'électricité pour

une liste de secteurs énérgo-intensifs éligibles. Nombre d'États membres ont décidé de mettre en place cette compensation : l'Allemagne (750 millions d'euros alloués pour 2013-2015), les Pays-Bas, la Belgique, la Grèce ou encore le Royaume-Uni. Dès lors que des industriels énérgo-intensifs français s'approvisionnent sur le marché de gros (dont la composante CO₂ est la même pour toute la plaque de marché Centre-Ouest européenne qui inclut notamment la France et l'Allemagne du fait des couplages de marché), cette compensation pourrait être mise en place en France au niveau maximum autorisé, et ce, pour tous les secteurs éligibles (comme l'ont fait les pays cités précédemment).

Cependant, cette compensation ne résoudra pas un *spread* de marché important et durable entre la France et l'Allemagne (de l'ordre de 7 €/MWh sur la période 2016-2018). L'accès à une électricité décarbonée (nucléaire historique ou hydraulique) à prix coûtant reste la meilleure solution pour résoudre ce problème.

- Les charges liées au transport de l'électricité contribuent également au surcoût de l'électricité, alors même que les industriels énérgo-intensifs, par nature, contribuent peu aux coûts de déploiement et d'entretien des réseaux électriques. La tarification du transport d'électricité doit refléter cette situation.

Le bénéfice de l'abattement sur le tarif de transport d'électricité ouvert aux consommateurs « stables et prévisibles » et aux industriels qui consomment de manière « anticyclique » doit être aligné sur les pratiques de nos voisins européens en termes de niveaux d'exemption (jusqu'à 90 %) et d'enveloppe globale (440 M€/an en Allemagne) en étant définitivement consolidé dans la loi sur la Transition énergétique et dans ses décrets d'application.

- En ce qui concerne les taxes, il faut s'assurer que les évolutions de la fiscalité de l'énergie intégreront les impératifs de politique industrielle et de compétitivité.

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est un bon exemple : alors que le dispositif allemand exemptant les énérgo-intensifs du surcoût des énergies renouvelables a été validé par Bruxelles tant pour le passé que pour le dispositif actuel, la France doit présenter un plan d'adaptation de sa législation aux nouvelles lignes directrices sur les aides d'État qui pourrait (notamment pour la part de la CSPE ne correspondant pas au financement des ENR) mettre à risque l'industrie française à hauteur d'un milliard d'euros (au titre du remboursement des aides d'État versées par le passé) et de plusieurs centaines de millions d'euros par an, à l'avenir.

- Les mécanismes d'effacement, d'interruptibilité et de capacité doivent être efficaces et permettre la mise en place d'outils économiques permettant de valoriser la maîtrise de la demande en énergie et l'optimisation énergétique entre consommateurs (rémunération de l'effacement et de l'interruptibilité des consommations, évolution des marchés d'équilibre et de services auxiliaires, évolution des tarifs d'accès au réseau). Ils doivent être une partie intégrante de la politique énergétique, à l'instar de ce que fait l'Espagne, qui dédie une enveloppe annuelle de 550 millions d'euros en faveur de la gestion de la demande de ses industriels énérgo-intensifs.

Le gaz naturel

Afin d'agir sur le coût de la molécule de gaz, qui représente généralement plus de 90 % du coût de son énergie pour un industriel gazo-intensif, il est nécessaire :

- de permettre l'évaluation de toutes les ressources gazières (conventionnelles ou non) dans l'Union européenne et sur le territoire national, en vue de redonner au gaz toute sa place dans le mix énergétique afin d'accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes,
- d'organiser une table ronde ayant pour objectif l'accès des industriels gazo-intensifs à des contrats d'approvisionnement à long terme qui soient compétitifs sur le plan international, ainsi qu'à des conditions privilégiées d'accès aux terminaux et aux stockages, seule solution, à moyen terme, pour leur permettre de faire face au différentiel de prix du gaz dont bénéficie l'industrie aux États-Unis.

Les industriels gazo-intensifs ont besoin d'avoir accès à un prix du gaz compétitif, car ces industries sont fortement soumises à la concurrence internationale, et la tentation est grande pour elles de produire dans des zones où l'avantage d'un très faible prix du gaz peut représenter un écart de coût de production important.

L'efficacité énergétique, une condition de survie pour les industries énérgo-intensives

Les efforts continus des industriels dans le domaine de l'efficacité énergétique ont permis une amélioration lente, mais régulière, de cette efficacité dans ce secteur, comme le souligne la note de juillet 2014 du Commissariat général au Développement durable : en France, l'intensité énergétique de l'industrie, c'est-à-dire la quantité d'énergie consommée par

tonne de produit fini, a baissé régulièrement et significativement sur les 15 dernières années (de -21,1 % dans la chimie entre 2001 et 2012, et de -10,6 % dans la sidérurgie) et nos industries disposent des meilleures technologies, qu'elles mettent en œuvre partout où cela est possible.

Soulignons néanmoins que ces progrès mobilisent des moyens financiers d'autant plus importants que le niveau d'efficacité énergétique est déjà élevé. C'est pourquoi les mécanismes de soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique sont essentiels, encore plus en période de crise économique ou de sortie de crise, notamment pour les industriels français exposés à la concurrence internationale.

Pour maintenir une activité industrielle forte, il est nécessaire de disposer d'un socle de R&D, celle-ci étant indispensable à l'innovation et permettant le développement de technologies en rupture.

Conclusion

Renforcer une industrie compétitive et efficace énergétiquement est non seulement indispensable pour les grands équilibres économiques et sociaux, mais c'est aussi le meilleur moyen de maîtriser les émissions globales de CO₂. Restaurer la compétitivité énergétique des industries énérgo-intensives en France est donc à la fois une obligation économique et un impératif écologique.

Les outils permettant d'améliorer cette compétitivité existent, en particulier pour le secteur des électro-intensifs.

C'est par la mobilisation de tous les acteurs que nous pourrions transformer l'ambition d'une France industrielle forte en une réalité de terrain, au travers de la prise rapide de mesures concrètes et efficaces.

Nouveau modèle énergétique et nouvelle gouvernance : une chance pour les PME/ETI ?

Par Bruno VENANZI

Administrateur délégué, Lampiris SA

et Bruno VANDERSCHUEREN

Lampiris SA

Suite à la prise de conscience de la raréfaction des ressources primaires et des impacts du changement climatique, l'adoption d'un nouveau modèle énergétique se voulant plus sobre, plus décentralisé et plus respectueux de la planète est devenue une nécessité depuis l'an 2000. L'ouverture, en 2007, du marché de l'énergie en France n'a pas permis l'émergence de ce nouveau modèle. Cela est dû pour beaucoup à une gouvernance d'abord nationale d'un secteur qui est avant tout multinational.

Le nouveau modèle en gestation a néanmoins la chance de pouvoir bénéficier de la présence sur ce marché de PME-ETI ayant déjà fait la preuve de leur capacité d'adaptation et d'innovation.

Au sortir de la Deuxième Guerre mondiale, la France a choisi un modèle énergétique administré et centralisé. Que ce soit dans son organisation, dans son réseau de transport et de distribution, dans ses moyens de production et de stockage ou dans sa gestion, tout a été pensé pour un acteur unique.

Ce choix a été un succès. Il a permis à la France d'alors, ravagée par la guerre, de se reconstruire, et même, au-delà, de développer un des systèmes énergétiques les plus performants dans le monde de l'époque.

Cette entité est devenue un colosse, et y a trouvé tous les avantages : la force, la solidité. Mais il s'agissait en réalité d'un colosse aux pieds d'argile, avec tous ses travers : inertie, immobilisme, suffisance.

Or, depuis l'an 2000, le monde énergétique se révolutionne. La raréfaction des ressources primaires, l'attention portée par tous au changement climatique, le développement des moyens de communication, la sensibilité plus élevée de nos citoyens aux risques et à l'urbanisme, tels sont les plus grands facteurs qui sont à l'origine de cette révolution. Le nouveau modèle énergétique se veut plus sobre, plus décentralisé et plus respectueux de la planète. Une question se pose alors : comment y arriver le plus vite possible ?

Le choix de l'Europe a été de faire confiance au génie de l'homme et de croire dans l'énergie de la libre entreprise. D'ailleurs, comment ne pas le comprendre ? Alors qu'ils règnent sur un système de production centralisé et consumériste, comment faire confiance à des monopoles historiques pour qu'ils se réforment tout seuls, contre leurs intérêts à court terme ?

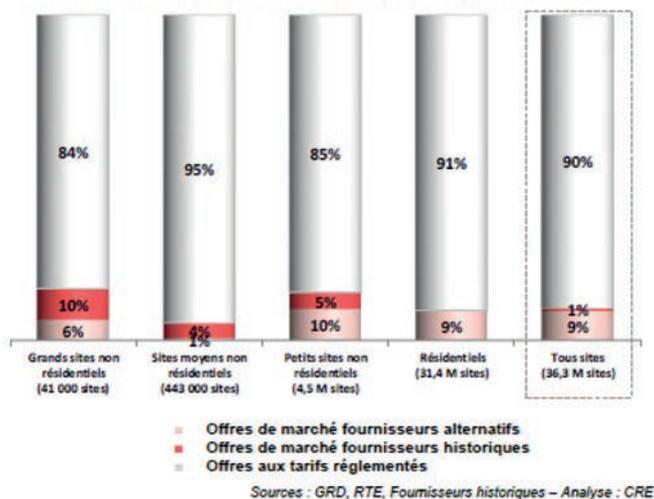
Ainsi, petit à petit, entre 2000 et 2007, la réglementation française a ouvert le marché de l'énergie à la concurrence. Quel bilan en tirer aujourd'hui, en 2015, huit ans après l'ouverture totale du marché ?

Un bilan bien maigre en termes de prise de parts de marché par des concurrents des énergéticiens publics, comme le montrent les Graphiques 1 et 2 de la page suivante.

Et alors ? Quelle serait la signification de ces graphiques si en parallèle la France avait pris sereinement une belle avance dans l'évolution de son modèle énergétique ? Ne peut-on imaginer que s'il avait été aiguillonné par la concurrence, le colosse aurait pu devenir agile, s'adapter, se réinventer et faire sa révolution tout en conservant ses parts du marché de l'énergie ?

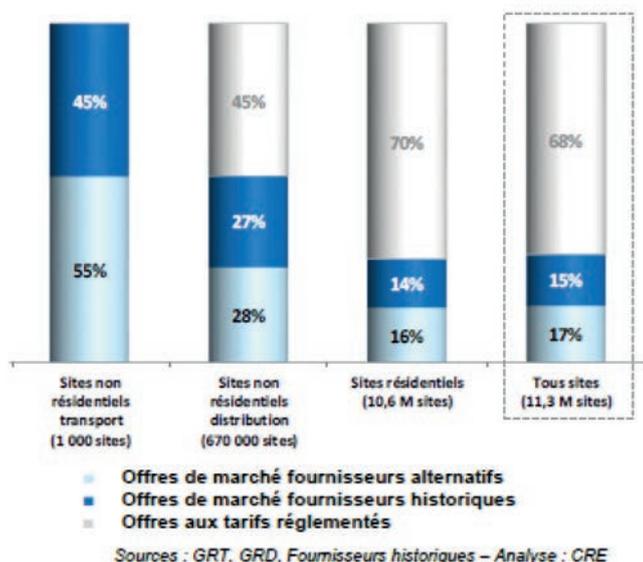
Malheureusement, il n'en est rien. La France est toujours dominée par son modèle de production centralisé et par une

Figure 4 Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2014



Graphique 1

Figure 22 Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2014



Graphique 2

production nucléaire hypertrophiée soutenue par la communication des gouvernements successifs qui s'échinent à convaincre les citoyens de fermer les yeux sur les risques, qui croient dogmatiquement en l'infailibilité des grands corps d'ingénierie français, et ce, même si une canicule met en situation de risque plusieurs centrales, même si certaines sont survolées par des drones et même si le coût à payer pour les maintenir opérationnelles ou pour en bâtir de nouvelles est de plus en plus exorbitant.

Qui dit modèle électrique centralisé dit lignes de transport à haute tension, avec les risques accrus qui pèsent sur les péninsules électriques, mettant ainsi en péril l'approvisionnement de la Provence-Alpes-Côte d'Azur et de la Bretagne.

Qui dit modèle centralisé dit nécessité du maintien d'une consommation de base permettant de rentabiliser les grandes unités de production - en opposition à tout effort massif de réduction de la consommation.

Qui dit modèle centralisé dit faible place laissée aux énergies renouvelables, qui pourtant affichent le coût marginal de production le plus faible, entraînant une baisse historique des tarifs sur les marchés de l'électricité en Europe, en Allemagne en particulier.

Alors pourquoi, en France, la libéralisation n'a-t-elle pas « pris », en dépit d'une ouverture à la concurrence et de l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché ? Pourquoi ce constat de la non réalisation d'un nouveau modèle énergétique fonctionnel et pérenne ? Et surtout, que faire pour faciliter l'émergence d'un nouveau modèle énergétique qui soit garant de notre indépendance énergétique et d'un futur préservé pour nos enfants ?

Pas si simple donc que de faire émerger ce nouveau modèle énergétique participatif, intégré et durable, même si tous l'appellent de leurs vœux, comme en témoigne la loi sur la Transition énergétique. À ce modèle énergétique français, avec ses particularismes nationaux (comme le nucléaire) mais s'inscrivant dans un écosystème européen, il manque une donnée essentielle à sa viabilité : une nouvelle gouvernance cohérente et proactive.

Une nouvelle gouvernance opérationnelle doit bien sûr s'instaurer entre les acteurs qui veulent faire émerger ce modèle énergétique, mais une nouvelle gouvernance du marché doit aussi être édictée par le législateur national et européen. En effet, le secteur de l'énergie en tant que secteur stratégique pour toute économie, voire en tant que vecteur de cohésion sociale (comme le dispose la loi sur la Transition énergétique), exige un contexte réglementaire particulier. Un nouveau modèle énergétique ne se décrète pas : il se crée et se construit, d'où l'importance du législateur dans ce débat.

En 2007, quand l'ouverture du marché de l'énergie a été proclamée en France près de dix ans après la plupart de nos voisins européens ⁽¹⁾, grandes étaient les attentes de voir s'instaurer un nouveau modèle énergétique français plus compétitif et plus durable.

Huit ans après, il est difficile - comme cela a été dit précédemment - de qualifier de réussite cette ouverture à la concurrence. Certes, il y a aujourd'hui 22 opérateurs présents sur le marché du gaz et 16 sur le marché de l'électricité ⁽²⁾, là où auparavant on n'en comptait qu'un seul, l'opérateur historique. Alors, oui, il y a de nouveaux acteurs. Mais ceux-ci ne se partagent que 10 % du marché, une part bien insuffisante pour faire naître un nouveau modèle énergétique qui s'imposerait à tous. Les décideurs (ceux qui font le marché) sont en effet toujours les mêmes, et le législateur n'a toujours pas réussi à inverser la vapeur. De nouveaux acteurs certes..., mais d'anciens décideurs.

Associés à la crise économique que traversent toutes les économies développées, les événements géopolitiques de ces dernières années (de la catastrophe nucléaire de Fukushima

(1) 1990, pour le Royaume-Uni.
 (2) www.energie-info.fr

et la captation de 70 % du marché du GNL par l'Asie à l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis) ont chahuté le modèle énergétique français et mis à nu une gouvernance insuffisamment réaliste et réactive.

On pensait le secteur de l'énergie équilibré ? Il est aujourd'hui en surcapacité, des prix négatifs ayant même été constatés.

Que penser de ces modes d'approvisionnement différents selon les régions géographiques, en France : gaz manufacturé au Nord, et GNL au Sud ? Aujourd'hui, le sud de la France paie les pots cassés de la captation du GNL par l'Asie et la non adaptation des infrastructures de transport du gaz.

Enfin, que dire de la volonté, certes louable, de développer les énergies renouvelables, mais d'une législation n'autorisant que le seul opérateur historique à racheter la production de ces structures au motif d'une volonté gouvernementale d'encourager ce type de production ? Il n'est pas nécessaire de s'appeler l'« opérateur historique » (dont l'un des principaux actionnaires reste tout de même l'État) pour avoir envie de coécrire l'histoire des énergies renouvelables aux côtés de producteurs engagés.

Ainsi, si l'on constate chez nous, comme dans bon nombre de pays de l'OCDE, un retard du législatif sur l'économie réelle, avec ses besoins et ses acteurs, la France présente par ailleurs la spécificité d'un raisonnement fortement national dans un contexte qui n'est aujourd'hui plus qu'international, ou européen, à l'extrême limite. Doit-on rappeler que Bruxelles condamnait déjà en 2006 les tarifs de vente réglementés tels que pratiqués en France, et qu'il aura fallu attendre le 31 décembre 2014 pour que ces tarifs commencent à être vraiment supprimés⁽³⁾ ? Si un nouveau modèle énergétique français peine à émerger, c'est également du fait de cette gouvernance d'abord nationale d'un secteur qui est, quant à lui, avant tout multinational.

Il reste encore cette croyance qu'il nous faut des champions nationaux, à favoriser de toute urgence parce que l'énergie est un secteur clé tant au niveau du bien-être collectif qu'au niveau de la stratégie économique. Mais le fait d'avoir un « champion national » du gaz et de l'électricité n'ôte rien au fait que la France est le 7^{ème} pays importateur mondial de gaz, à hauteur de 43 milliards de m³⁽⁴⁾, et ni au fait qu'en matière d'électricité, il faut favoriser le développement de sources de production renouvelables. Par contre, le fait que l'énergie soit un secteur clé devrait encourager les gouvernants à favoriser son essor, son développement de façon innovante et nouvelle, et sa pérennité. Mais cela ne peut se faire que par l'arrivée de nouveaux acteurs, à qui on laisserait la place d'intervenir, par le jeu d'une concurrence réelle et loyale plutôt que d'une concurrence de façade.

Ces nouveaux acteurs existent déjà. Même si l'ouverture des marchés depuis 2007 ne leur a laissé que peu de place, ils ont su se montrer agiles. Le nouveau modèle énergétique français se fera-t-il avec et grâce à eux ?

En ce qui concerne les fournisseurs d'énergie, un domaine du secteur où l'on constate un cruel manque de concurrence, ceux-ci sont au nombre de 26, 22 intervenant sur le

marché du gaz et 16 sur le marché de l'électricité (certains fournissant les deux énergies). S'ils sont de tailles différentes et présentent des stratégies assez diverses, ils ont toutefois en commun d'avoir souhaité s'investir et se développer sur un marché français réservant un accueil plutôt froid aux nouveaux entrants, comme nous l'avons vu précédemment. Pour ce faire, la plupart de ces nouveaux acteurs ont développé une gouvernance interne opérationnelle et innovante.

Ils ont décidé de composer avec un modèle énergétique français qui pour l'instant reste encore hermétique en ce qui les concerne et expriment ainsi leur volonté de participer à l'émergence d'un nouveau modèle plus compétitif. Pour ce faire, ils se doivent d'être inventifs et proactifs, dans un contexte d'élaboration (en cours) de la réglementation future. Or, quoi de mieux, pour répondre à cette ambition, que des structures de taille moyenne (souvent développées sous la forme de *start-ups*) ou d'entreprises sachant à tout le moins faire preuve de forte réactivité ?

Cette gouvernance en mode *start-up*, même si elle n'est pas une spécificité exclusive de ce secteur, laisse ainsi la part belle à des structures de type PME-ETI, là où, autrefois, l'énergie était un secteur traditionnellement réservé aux mastodontes nés de la politique de nationalisation de l'après-guerre⁽⁵⁾.

Mais, aujourd'hui, il n'est plus nécessaire d'être une entreprise de taille très conséquente pour pouvoir intervenir sur le marché de l'énergie français, et c'est tant mieux.

C'est en effet davantage leur position passée que leur taille qui fait bénéficier aux opérateurs historiques d'une forte captation du marché. Combien de fois n'a-t-il pas été dit que c'étaient des paquebots lourds à manœuvrer, et donc pas forcément les plus aptes au changement ?

Pire : certaines législations n'auraient-elles pas été rédigées dans le but de leur « laisser le temps » de s'adapter ? Les huit années qui se sont écoulées entre la demande de la Commission européenne de supprimer les TRV et leur suppression effective pourraient en être l'illustration. Et que dire de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) que tous les consommateurs paient, mais qui *in fine* sert à financer le système de retraites des agents des opérateurs historiques ? Enfin, s'il est vrai que certains investissements initiaux ont pu être faits par des opérateurs importants (et surtout nationaux), un nouveau modèle énergétique plus vertueux appellerait plutôt à une chaîne de valeur raccourcie et efficace. Pour être au plus près des consommateurs finaux en leur garantissant des prix plus compétitifs et pour pouvoir contribuer au développement des producteurs d'énergie durable en leur rachetant leur production, il faut surtout être agile, innovant et performant, avant même d'être une grosse structure. Or, même si elles sont maintenues à l'écart des marchés par un contexte législatif qui ne leur est pas favorable, des struc-

(3) Avis n°13-A-09 du 25 mars 2013 et amendement CE 506 du 7 juin 2013.

(4) IEA, *Keyworld* 2014.

(5) À titre d'exemple, les deux opérateurs historiques comptent, à eux seuls, 215 947 employés (<http://jeunes.edf.com/chiffres/>).

tures de taille plus modeste présentent déjà ces qualités.

Ainsi, la présence sur le marché français de l'énergie de PME-ETI aux côtés de groupes de tailles plus importantes, à défaut d'avoir vraiment fait bouger les lignes, a au moins permis de prouver au législateur que la taille n'était plus aujourd'hui un facteur clé de succès dans ce secteur. Ce qui devrait surtout compter, c'est de savoir réagir vite et bien et de pouvoir s'intégrer à ce secteur stratégique en permanente mutation soumis à des événements exogènes, et ce, pour le bien-être commun, plutôt que d'être attentiste ou tourné vers un supposé « âge d'or » révolu.

Et il serait dommageable pour le secteur pris dans sa globalité que cet investissement ne soit pas payant en termes de

parts de marché, faute d'un écosystème favorable.

L'ancien modèle n'a pas encore tout à fait fini sa mue, faute d'un contexte réglementaire porteur. Aussi n'offre-t-il à ce jour pratiquement aucune chance à des entreprises de taille intermédiaire qui voudraient s'insérer dans le tissu économique de ce secteur.

En revanche, le nouveau modèle en gestation a aussi la chance de pouvoir bénéficier de PME-ETI qui interviennent déjà sur ce marché : ce sont aussi elles, grâce notamment à leur mode de gouvernance spécifique, qui sont le plus à même de contribuer à la création d'un secteur plus ouvert, plus compétitif et plus réactif.

Et si certaines industries de base ne pouvaient se passer totalement des énergies fossiles ?

Par Philippe ROSIER

Solvay

Amorcée en 1821 aux États-Unis en remplacement de l'huile de baleine utilisée jusqu'alors pour l'éclairage public, l'exploitation industrielle des énergies fossiles a constitué un des enjeux majeurs de l'histoire de ces deux derniers siècles. Toutefois, en dépit d'une genèse aux conséquences écologiques positives non négligeables puisqu'elle a amorcé la fin de la chasse à outrance des cétacés, elle est aujourd'hui l'objet de nombreuses critiques : on l'accuse de polluer, de participer au réchauffement climatique ; on s'inquiète de l'épuisement de leurs réserves et, pour finir, nous en serions trop dépendants. Ce diagnostic aboutit invariablement à la même conclusion : il faut sortir définitivement d'une économie fondée sur l'utilisation des énergies fossiles. Mais qu'en est-il vraiment ? Quels sont les secteurs consommateurs qui peuvent envisager de se passer de l'utilisation des énergies fossiles, et sous quelles conditions ? Quel sera le secteur à pouvoir bénéficier des derniers hectolitres d'hydrocarbures fossiles ?

Le panorama actuel

Pour illustrer la prépondérance des énergies fossiles, il suffit de rappeler qu'elles constituent plus de 80 % de la consommation mondiale d'énergie. Quant à la croissance de cette dernière, elle est tout simplement vertigineuse : estimée à 0,25 milliard de tonnes équivalent pétrole (Gtep) au début du XVIII^e siècle, elle atteint 1 Gtep à la fin du XIX^e, puis le double de cette valeur au milieu du XX^e siècle, pour s'établir désormais à 13 Gtep.

Outre les bouleversements dans nos modes de vie, cette croissance n'est pas sans conséquence puisque d'après le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) les causes du changement climatique sont principalement imputables aux émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES). Par ailleurs, en dépit de la découverte de nouveaux gisements, les quantités d'énergies fossiles disponibles ne sont pas infinies, et elles seront d'autant plus vite épuisées que la demande va croissant dans un monde globalisé. On estime ainsi à deux milliards d'individus le nombre des habitants de notre planète qui souhaitent pouvoir augmenter leur consommation d'énergie.

Dans ce contexte, et sachant que la combustion des énergies fossiles émet essentiellement du dioxyde de carbone (le « gaz étalon » des gaz à effet de serre), une partie de la communauté scientifique, en lien avec les travaux du GIEC, tire la sonnette d'alarme : une hausse de plus de 2°C de la température globale par rapport au niveau de température à l'ère préindustrielle causerait des dégâts dévastateurs et irréversibles pour la Planète. L'agence intergouvernementale sur le changement climatique (IPCC AR5) a estimé que les émissions cumulées de dioxyde de carbone liées aux activités humaines depuis le début de la révolution industrielle devront être limitées à 1 trillion (soit un milliard de milliards) de tonnes de carbone, si nous voulons limiter le réchauffement à 2°C. Or, cette limite d'émission représente notre « budget carbone » et, en 2011, nous avons déjà utilisé environ 52 % de ce budget. Le Global Carbon Project (GCP) et l'Agence Internationale de l'Énergie estiment que la quantité de carbone contenue dans les réserves connues et exploitables (réserves prouvées 1P) de combustibles fossiles représentent environ 3 fois la quantité absorbable par l'atmosphère terrestre sans qu'il y ait dépassement du seuil des 2°C de réchauffement.

La réduction de la consommation des énergies fossiles figure donc à l'ordre du jour, mais l'effort à accomplir doit-il être le même pour tous les secteurs ? En effet, la dépendance aux énergies fossiles n'est pas la même d'un secteur à un autre, en raison des capacités techniques de substitution et de leur impact économique.

Les énergies fossiles (qui s'entendent comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel) se répartissent entre quatre grands secteurs d'utilisation :

- la production d'électricité et de chaleur : 35 % ;
- les transports : 20 % ;
- l'industrie : 34 % ;
- le reste correspond aux secteurs des services, du commercial, de l'agriculture, des forêts, etc.

Les émissions de GES des secteurs les plus consommateurs sont les suivantes :

- production d'électricité et de chaleur : 42 % ;
- transports : 23 % ;
- industrie : 20 %.

Sachant que 80 % de ces émissions sont constitués par le dioxyde de carbone (CO₂), on perçoit bien ici que le problème de l'utilisation des énergies fossiles est trop souvent réduit au volet des combustibles, alors que, pour le secteur de l'industrie, les enjeux se situent ailleurs. Ainsi, en France, d'après l'UIC, seul un tiers de l'énergie fossile sert dans l'industrie à la production d'énergie thermique, alors que les deux autres tiers sont utilisés comme matière première. Dans l'analyse de cette question, il convient donc de distinguer les usages des hydrocarbures fossiles en tant que combustibles de leurs autres usages (en tant que matière première).

Quels sont ou seront les leviers permettant de réduire la consommation d'énergies fossiles pour un usage en tant que « combustible » ?

En premier lieu, viennent les mesures d'efficacité énergétique, qui visent à consommer moins et à consommer mieux. À titre d'exemple, chacun peut constater, dans le domaine des transports, la baisse spectaculaire des cylindrées des moteurs pour des puissances en constante augmentation, ainsi que le recours de plus en plus fréquent à des matériaux composites issus de la chimie afin d'alléger les carcasses des véhicules et d'en réduire les consommations (*downsizing*).

Dans le domaine de la production de chaleur et d'électricité, on notera l'effort consacré par certains pays au développement de la cogénération (voire de la tri-génération), un procédé de production d'électricité et de chaleur qui valorise au mieux chaque mégawatt-heure d'énergie primaire consommée. De manière générale, on estime qu'en France les ef-

forts de l'industrie dans ce domaine ont déjà permis de faire baisser sa consommation d'énergie fossile de 12,4 % entre 2000 et 2012. Toutefois, même si cet effort est nécessaire, on comprend bien qu'au regard de la croissance de la demande mondiale dans ces secteurs, on ne peut pas espérer réduire la consommation d'énergie fossile, au mieux on peut espérer la maintenir à son niveau actuel.

Viennent ensuite les solutions de substitution (ou de remplacement), qui ont pour but de converger vers une économie « *carbon-free* ».

La production d'électricité est sans doute le secteur qui voit fleurir le plus de projets et d'innovations. Si le photovoltaïque, l'éolien, le nucléaire, la biomasse et l'hydraulique sont inscrits depuis un certain temps dans le paysage énergétique mondial, ils ne sont pas exempts de défauts. Bien qu'efficace le nucléaire ne peut supporter toute la demande, et il ne permet pas de répondre aux problèmes de pointe de consommation. Les productions éolienne et photovoltaïque demeurent trop intermittentes pour pouvoir assurer à elles seules l'équilibrage d'un réseau électrique. Quant à la construction de barrages, la plupart des sites naturels présentant un certain potentiel sont déjà en exploitation. C'est vers le large que l'on va trouver désormais les relais ou les compléments à ces technologies, avec des champs d'hydroliennes ou, plus ambitieux encore et mieux adapté aux contraintes des réseaux, des puits creusés au fond même des océans qui agiraient par pompage-turbinage (permettant ainsi de stocker de l'énergie et d'en libérer à la demande).

Il convient toutefois de garder à l'esprit le fait que la plupart de ces technologies sont beaucoup plus coûteuses que l'utilisation des énergies fossiles, et que leur développement demeurerait marginal sans le soutien financier des États. De fait, elles ont un impact sur le prix final du kilowatt-heure payé par le consommateur. S'il n'est pas homogène au niveau mondial, sa hausse engendre un risque de perte de compétitivité (pour un industriel) ou de perte d'attractivité (pour un territoire).

Dès lors, on comprend que sans un signal-prix du carbone incitatif afin de prendre en compte des avantages environnementaux, il sera impossible de soutenir cette évolution vers des sources de génération d'électricité qui soient *carbon-free*. Ce signal-prix est la clef qui permet à la fois d'assurer le respect du « budget carbone » sans imposer de contraintes aux acteurs économiques (ou tout du moins de les laisser libres dans leurs choix) et d'amener ces technologies au seuil de la rentabilité.

Ce constat est flagrant dans le secteur électrique allemand, lequel a enregistré une croissance de sa production électrique à partir du charbon et de lignite, passant de 257 TWh en 2010 à 266 TWh en 2014, soit 43,4 % de la production électrique totale (source : Agora Energiewende) : en cause, les prix trop bas de l'EUA (1 unité de quota d'émission européen = 1 tonne de dioxyde de carbone). Nous observons d'ailleurs que le prix de l'EUA sur le marché est bien inférieur au prix du *switch* (*Fuel-switching price*), qui représente le niveau de prix de la tonne de dioxyde de carbone après arbitrage entre le

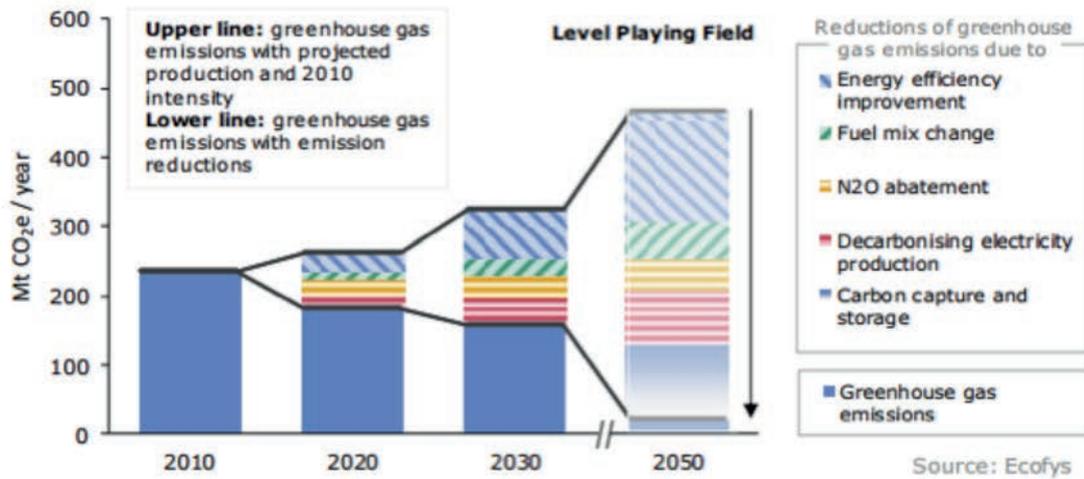


Figure 1 : Contribution des différents types de réduction des émissions de GES du secteur chimique entre 2010 et 2050. Source : CEFC.

gaz naturel et le charbon. Si ce prix est au-dessous du prix du *switch*, il est intéressant, à court terme, pour un producteur électrique de passer du charbon au gaz.

Qu'en est-il des usages hors combustible du pétrole ?

Le pétrole et ses dérivés servent de matière première à la pétrochimie pour un nombre incalculable de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc. Le gaz naturel est le point de départ de la production d'hydrogène, de méthanol, d'ammoniac...

Les alternatives proposées aujourd'hui reposent sur l'utilisation de matières premières « bio-sourcées » qui sont d'origine végétale afin de réduire notre dépendance vis-à-vis des matières premières fossiles. La chimie du végétal est techniquement substituable à la pétrochimie, avec pour avantage le remplacement du carbone fossile provenant des énergies fossiles par du carbone végétal provenant de la biomasse. On peut citer, par exemple, la production d'éthylène (même si c'est en quantités assez faibles aujourd'hui), principal dérivé produit et utilisé par la pétrochimie, à partir d'éthanol issu de canne à sucre, ou encore la production de propylène à partir de glycérine issue de la filière biodiesel. D'après des projections à l'horizon 2025 (source : étude interne Solvay), la part de biomasse utilisée par la chimie bio-sourcée restera faible, en termes de quantités (récoltes) et de taux d'utilisation des terres arables, par rapport à la couverture des besoins de l'alimentation et du transport (*via* les biocarburants).

En dépit des nombreux avantages que présente la biomasse, comme sa contribution à l'indépendance énergétique des pays non producteurs d'hydrocarbures et le fait qu'elle réduit les émissions de carbone fossile dans l'atmosphère, l'utilisation de cette ressource renouvelable doit demeurer compatible avec les finalités alimentaires humaine et animale. Or,

selon l'Agence européenne pour l'Environnement (AEE), les domaines dans lesquels la biomasse est la plus efficace pour réduire les gaz à effet de serre sont le chauffage et la production d'électricité, ainsi que la production de biocarburant de deuxième génération ⁽¹⁾.

En l'absence d'alternative, il est donc préférable de consacrer les ressources d'énergies fossiles utilisables, dans le respect du « budget carbone », aux secteurs à forte valeur ajoutée dans lesquels leur substitution par d'autres technologies s'avère compromise ou plus coûteuse.

Quel avenir pour les énergies fossiles ?

Outre le fait qu'elle est moins consommatrice que les autres secteurs, l'industrie, principalement le secteur de la chimie, retire également une plus forte valeur ajoutée de l'utilisation des énergies fossiles en tant que matière première. De plus, cette utilisation a un faible impact environnemental tant que le recyclage de ses produits est assuré en aval (ce qui permet d'en éviter la combustion ou la dissémination). Cette voie sera d'autant plus avantageuse qu'elle permet de capturer du carbone à partir d'une matière première qui deviendra d'autant plus disponible que son utilisation historique en tant que combustible ne cessera de ralentir. La pétrochimie donne notamment naissance à des molécules de base (telles l'éthylène, le propylène, les composés aromatiques, etc.), qui permettent l'essor d'une chimie encore plus fine mettant en œuvre des synthèses complexes et coûteuses et élaborant

(1) La deuxième génération des processus de production de biocarburants utilise diverses matières premières non alimentaires (comme la biomasse des déchets, le bois et la paille), et elle permet des réductions plus importantes des émissions de gaz à effet de serre tout en réduisant d'autres effets négatifs, notamment sur la biodiversité et l'utilisation des terres agricoles.



Photo © Solvay

L'usine Solvay de production de biomasse torréfiée située à Quitman (Mississippi).

« Selon l'Agence européenne pour l'Environnement (AEE), les domaines dans lesquels la biomasse est la plus efficace pour réduire les gaz à effet de serre sont le chauffage et la production d'électricité, ainsi que la production de biocarburant de deuxième génération. »

des composés à haute valeur ajoutée qui sont des moteurs de croissance économique.

Les autres secteurs recevront les incitations nécessaires à leur mutation au travers d'un prix du carbone justifiant des investissements de long terme dans des technologies de remplacement et d'une allocation prioritaire prélevée sur la biomasse disponible. Certes, l'énergie et les transports seront un peu plus chers, mais le monde retirera un double bénéfice de cette situation puisque, d'une part, au travers du respect du budget carbone, on contrôlera les émissions de GES et que, d'autre part, nous serons probablement en surabondance d'énergies fossiles au regard de nos besoins en « matières premières ». Cela restera impossible tant que n'aura pas été conclu un accord mondial aboutissant à la mise en place d'objectifs communs de réduction des émissions par

la baisse des consommations d'énergies fossiles en tant que combustible, avec la mise en place d'un signal-prix carbone global incitant à cette transition.

Que notre conviction nous incline à rejoindre les partisans de la lutte contre le réchauffement climatique ou ceux qui prophétisent la pénurie des énergies fossiles à court terme, seule la réduction de la consommation à usage de combustible réconciliera tous les points de vue et apportera la solution. Cela ne pourra se faire sans l'instauration des mécanismes idoines dans le cadre de dispositifs (tels que le budget carbone) couplés à un signal-prix cohérent du prix de la tonne de carbone émise. Dès lors, l'exploitation de ces énergies ira vers leur utilisation en tant que matière première ce qui nous ramènera à leurs vertus originelles : leur caractère écologique et leur abondance.

La filière nucléaire face à la transition énergétique : quelles innovations pour s'adapter ?

Par Philippe VARIN

Président du Conseil d'administration d'AREVA

En quelques années, l'enjeu de la transition énergétique s'est imposé dans le débat politique français comme un thème majeur. S'il y a parfois désaccord sur les modalités, le cap à suivre fait en revanche l'objet d'un quasi consensus : le modèle fondé sur la prédominance des énergies fossiles doit être reconsidéré au nom de la lutte contre le dérèglement climatique. Sous des appellations parfois différentes, ce même enjeu figure désormais au sommet des agendas publics des pays développés comme des économies émergentes, et il sera bientôt au cœur des discussions de la COP21, à Paris en décembre 2015.

La France, qui a fait du nucléaire un des piliers de sa politique énergétique depuis les années 1970, apparaît aujourd'hui comme un exemple à plusieurs égards. Les indicateurs objectifs font du nucléaire une filière de production d'électricité sûre, compétitive et durable, et donc un moteur de la transition énergétique, aux côtés des énergies renouvelables. Comme l'indiquait récemment Ségolène Royal, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, « c'est grâce à l'énergie nucléaire aujourd'hui, à la sécurité qu'elle apporte, que nous pouvons accélérer et faire sereinement la transition énergétique ». Pour autant, la filière nucléaire n'ignore pas les défis qui se présentent à elle en termes de compétitivité, de sûreté et d'acceptabilité : ceux-ci l'obligent à conserver intacte sa capacité d'innovation.

Le nucléaire, moteur d'une transition énergétique réussie

Le nucléaire constitue le socle de la production d'électricité en France. Il est le résultat d'une politique énergétique cohérente, menée sans discontinuer par les gouvernements successifs de la Cinquième République dans l'intérêt de notre pays. Il représente pour la France un atout essentiel, dans un contexte énergétique incertain.

Notre pays, grâce à son mix électrique, contribue significativement à la réduction de l'empreinte carbone de l'Europe : les émissions de gaz à effet de serre atteignent en moyenne 63 g CO₂/kWh en France, contre près de 408 g CO₂/kWh dans l'ensemble de l'OCDE, et même 431 g CO₂/kWh en Allemagne.

La sécurité d'approvisionnement et le coût de l'électricité produite sont deux autres atouts indiscutables du nucléaire. Lors d'une récente visite de l'usine AREVA du Creusot, le Premier ministre, Manuel Valls, a qualifié le nucléaire de « filière d'avenir (...) fondamentale pour notre économie et pour notre souveraineté ». Le nucléaire a ainsi permis de porter le taux d'indépendance énergétique de la France à environ 50 % (contre 25 % en 1973). Rappelons que l'uranium est une ressource abondante et bien répartie sur l'ensemble des continents, notamment dans des pays politiquement stables : 45 % des ressources en uranium se situent dans les pays de l'OCDE, contre seulement 15 % pour le pétrole et 10 % pour le gaz.

Grâce à un coût de production modéré échappant à la volatilité des prix des énergies fossiles, le nucléaire sécurise le

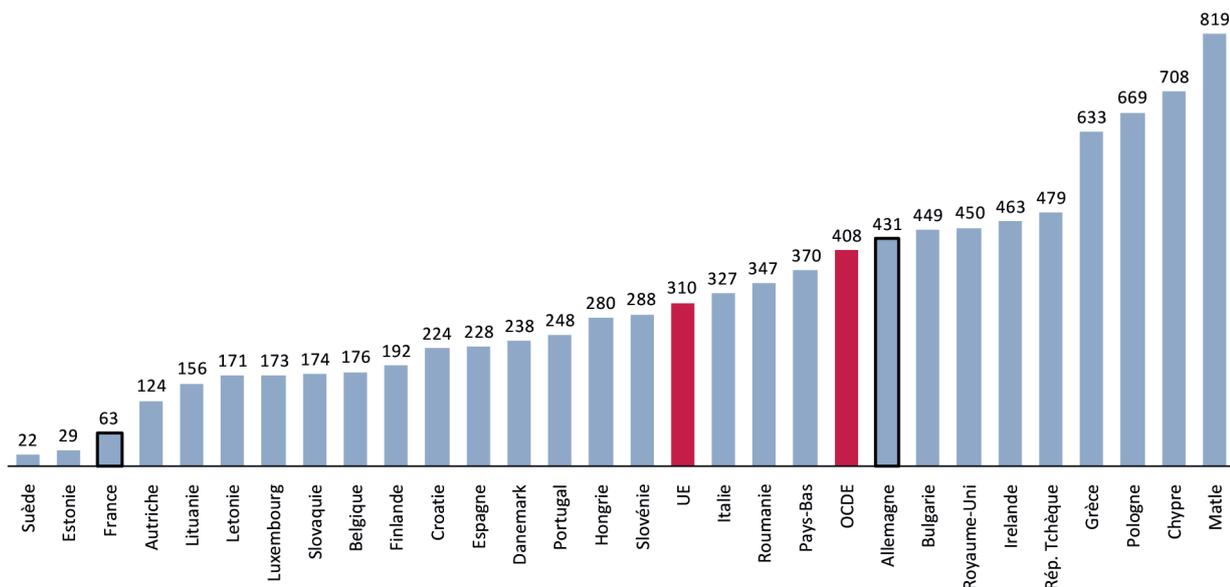


Figure 1 : Intensité carbonée du secteur électrique, 2013 – gCO₂/kWh.
Source : Enerdata.

pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité industrielle : les particuliers et les petites entreprises des autres pays de la zone euro paient aujourd'hui leur électricité, en moyenne, entre 30 % et 40 % plus cher qu'en France.

Le nucléaire est également l'un des principaux postes excédentaires de la balance commerciale de la France : les exportations françaises d'équipements et de services nucléaires représentent un chiffre d'affaires annuel de 6 milliards d'euros. Le recours au nucléaire permet aussi d'éviter 20 milliards d'euros d'importations d'hydrocarbures par an.

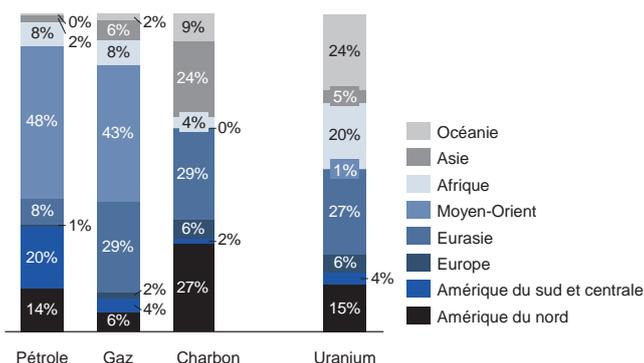


Figure 2 : Distribution géographique des réserves prouvées en ressources à fin 2013.

Enfin, le nucléaire assure une production d'électricité abondante et fournit une base propice au développement graduel d'autres énergies faiblement émettrices de CO₂, par nature intermittentes. En effet, les énergies renouvelables ne pourront pas répondre à elles seules à l'ensemble des enjeux du changement climatique. Leur production peut fortement varier sur une période de temps très courte et leur disponibilité moyenne est limitée (de 10 à 15 % pour le photovoltaïque et de 20 à 30 % pour l'éolien terrestre en France). Leur potentiel est limité par les caractéristiques météorologiques des zones d'implantation (ensoleillement, vent, etc.). La transition éner-

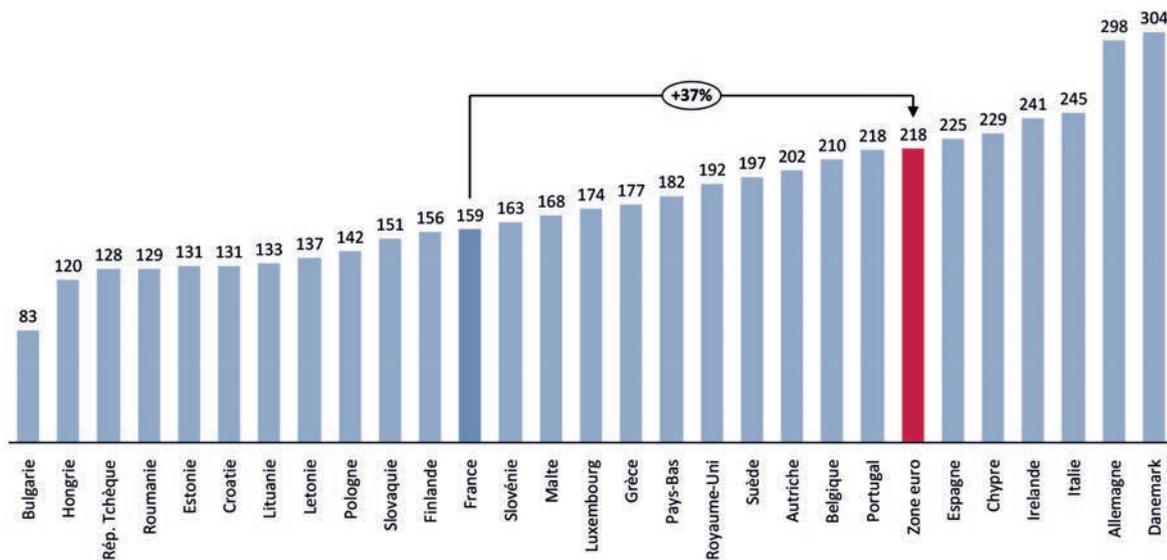


Figure 3 : Prix de l'électricité pour les particuliers et les petites entreprises en Europe, 1^{er} semestre 2014 – €/kWh.
Source : Eurostat.

gétique doit donc mettre à profit la complémentarité entre les différentes sources d'énergie et permettre une montée en puissance progressive des renouvelables. Elle doit permettre une évolution maîtrisée, sans rupture. Les développements à marche forcée, les coups d'arrêts brutaux et les *stop-and-go* ont montré leurs limites dans d'autres pays.

L'Allemagne est un exemple de ces limites, non pas au titre des objectifs fixés - la décarbonisation de son économie d'ici à 2050 est un objectif louable - mais par la méthode et le rythme qui y ont été adoptés. En effet, depuis l'an 2000, le soutien massif aux renouvelables a coûté près de 100 milliards d'euros aux consommateurs allemands - dont 20 milliards d'euros au titre de la seule année 2013, pour une production électrique équivalant à 25 % de la consommation française, avec de plus un recours croissant au charbon.

À l'opposé, le Royaume-Uni a engagé une transition énergétique progressive, introduite par l'"Energy Act 2011" et l'"Energy Bill 2012", lesquels sont fondés sur des objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Un particularisme britannique dont pourraient prochainement s'inspirer plusieurs pays européens : le Royaume-Uni a adopté un cadre réglementaire visant à favoriser durablement les investissements dans toutes les énergies sobres en carbone (nucléaire, renouvelables et solutions pour le captage et le stockage de CO₂).

L'enjeu énergétique, plus encore que tout autre, appelle cette vision de long terme. Il s'agit d'un secteur du temps long, dont les cycles d'investissement, d'exploitation et d'innovation s'étendent sur plusieurs décennies. Si le nucléaire affiche les avantages précités, c'est grâce à l'engagement soutenu des gouvernements qui se sont succédé et aux investissements durables de la part d'entreprises essentiellement publiques. Le système énergétique français a toujours bénéficié d'un pilotage par un État garant de l'intérêt général et soutien du développement de champions industriels.

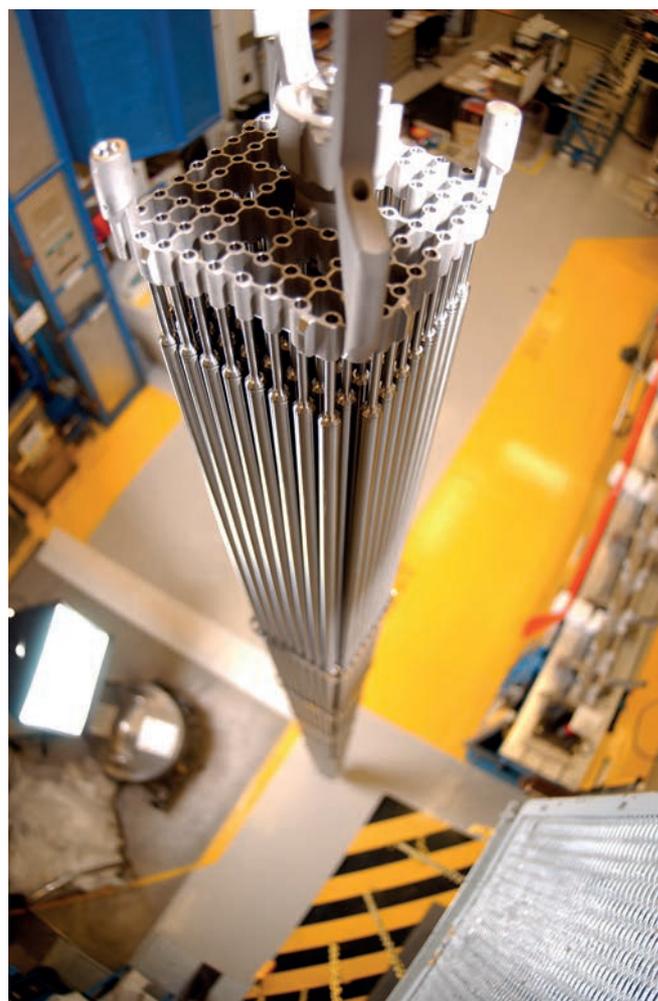
L'innovation, pour que le nucléaire ne soit pas seulement une énergie de transition

Maintenir la sûreté de ses opérations à un niveau irréprochable s'impose comme un prérequis pour que le nucléaire reste un des instruments pérennes de la transition énergétique. Le principe de l'amélioration continue de la sûreté conduit les exploitants nucléaires à renforcer régulièrement le niveau de sûreté de leurs centrales. Les autorités de sûreté, comme l'ASN, alignent d'ailleurs leurs exigences sur les objectifs de sûreté des centrales les plus modernes, qui sont aussi les plus sûres.

De plus en plus strictes, les exigences de sûreté liées aux nécessaires retours d'expérience de la catastrophe de Fukushima et des précédents accidents nucléaires tendent ainsi à augmenter les coûts des centrales (et ce, alors même que les capacités d'investissement des électriciens se réduisent, en raison d'incertitudes réglementaires et de difficultés financières croissantes).

Il devient donc essentiel que la filière nucléaire associe dès à présent à l'impératif de sûreté une exigence de compétitivité économique, ces deux critères étant complémentaires et ne devant faire l'objet d'aucun compromis. Cette indispensable recherche de compétitivité pose aujourd'hui de nouveaux défis à notre industrie : nous devons développer encore davantage notre capacité d'innovation afin de répondre aux nouveaux besoins des électriciens.

Un parfait exemple de cette démarche réside dans le travail considérable d'optimisation et d'innovation mené par la filière nucléaire française sur son réacteur de troisième génération EPR. Intégrant des avancées technologiques majeures dans le domaine de la sûreté, il est le premier réacteur à prendre en compte les retours d'expérience de Tchernobyl et des événements du 11 septembre 2001. Il garantit ainsi l'absence d'impact majeur en cas d'accident grave et une grande résistance aux agressions externes (telle la chute d'un avion de ligne). À la lumière de l'accident de Fukushima, les autorités de sûreté n'ont d'ailleurs demandé aucune modification du *design* de l'EPR. Sur ces fondements solides, l'enjeu est désormais économique : un programme nommé « EPR NM » (NM pour nouveau modèle) réunissant AREVA et EDF vise à optimiser la conception et la construction du réacteur sur la base du retour d'expérience des premiers projets, afin d'en accroître la compétitivité.



Assemblage de barres de combustible nucléaire ATRIUM.



Photo © Areva, LARRAYADIEU Eric

Usine d'enrichissement Georges Besse II, stations d'entrée et de sortie de l'uranium dans le procédé, Tricastin.

La durée de vie d'un réacteur repose notamment sur la bonne tenue des matériaux constitutifs de ses composants. Les résultats de travaux de R&D sur le vieillissement des matériaux menés par AREVA, le CEA et EDF ont démontré la possibilité d'allonger la durée de vie des réacteurs actuels par rapport aux projections réalisées lors de leur conception. De nombreuses centrales nucléaires, de par le monde, ont déjà obtenu des licences d'exploitation pour des durées supérieures à quarante ans. C'est, par exemple, le cas aux États-Unis, où les trois-quarts des réacteurs ont déjà obtenu une autorisation d'exploitation jusqu'à soixante ans, et des études sont en cours pour examiner la possibilité d'aller au-delà.

Industriel à la pointe des procédés et des technologies nucléaires, AREVA est l'un des fers de lance de cette démarche globale d'amélioration continue de la sûreté des installations. Notre groupe développe une offre nommée *Forward Alliance* qui comprend l'ensemble des équipements et des services permettant l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs. Aux États-Unis, il commercialise, par exemple, une toute nouvelle technique de maintenance des composants de réacteurs par projection liquide sous haute pression afin d'améliorer leurs propriétés matérielles et d'augmenter leur résistance à la corrosion. Employé préventivement, ce procédé contribue à lutter efficacement contre le vieillissement des composants.

L'offre *Safety Alliance* rassemble, quant à elle, l'ensemble des services et des équipements fournis par AREVA pour répondre aux exigences de sûreté post-Fukushima. Elle in-

tègre, par exemple, des recombineurs auto-catalytiques passifs : déjà installés dans une centaine de centrales nucléaires à travers le monde, ces systèmes protègent l'enceinte de confinement du réacteur contre toute explosion d'hydrogène, y compris en cas d'accident grave. Le rôle de ces équipements est crucial : en préservant l'intégrité du bâtiment réacteur dans le cas d'un incident majeur, ils en préviennent l'impact sur l'environnement.

Avec ce même souci de la sûreté, AREVA a développé un système de ventilation des enceintes de confinement (*Filtered Containment Venting Systems - FCVS*), qui préserve l'intégrité du bâtiment réacteur en y empêchant l'accumulation d'une pression excessive. Là encore, il s'agit d'éviter tout impact sur l'environnement dans l'hypothèse d'un événement majeur. D'installation facile dans les centrales déjà en opération, ce système est compatible avec tous les types de réacteur. Il a déjà été mis en place dans une cinquantaine de centrales.

La sécurisation de notre production électronucléaire future ne se limite pas au travail mené sur la sûreté des réacteurs. AREVA est présent sur toute la chaîne du combustible, de la fourniture d'uranium à la conception et à la fabrication de combustible (classique ou recyclé) en passant par les services de conversion et d'enrichissement. Sur ces marchés aussi, l'anticipation des besoins futurs et les exigences de compétitivité requièrent un haut degré d'innovation.

L'usine d'enrichissement Georges Besse II, sur le site du Tricastin, constitue un véritable saut technologique : grâce

au procédé d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation, elle consomme cinquante fois moins d'énergie que l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse Georges Besse I (arrêtée en 2012). Le groupe poursuit également le développement d'une nouvelle génération d'assemblages de combustible pour réacteurs à eau bouillante (REB) et pour réacteurs à eau pressurisée (REP), des assemblages nommés respectivement ATRIUM™11 et GAIA et présentant des performances et des marges de sûreté améliorées. Ces produits sont actuellement testés par des électriciens européens et américains.

L'innovation se conçoit enfin sur le très long terme. Les activités et les financements de R&D intéressant les prochaines générations de réacteurs nucléaires doivent être poursuivis afin de positionner avantageusement la France sur ces futurs marchés.

Bien que la demande ne soit actuellement pas structurée, un marché des petits réacteurs modulaires pourrait émerger à l'horizon 2020-2030, lorsqu'une réglementation appropriée et des cahiers des charges précis auront été définis. Les pays les plus actifs dans ce domaine sont les États-Unis et la Chine, où des programmes de financement public ont récemment été déployés. La France, qui a mis en place un consortium dédié (dont AREVA fait partie), poursuit également des études pour concevoir un modèle de petit réacteur et en assurer la compétitivité.

De même, nous devons rester à la pointe de la recherche sur les réacteurs de Génération 4, qui pourraient entrer en service à l'horizon 2040. Ces centrales seront non seulement durables en termes de gestion des ressources naturelles, mais aussi

économiques, sûres et non-proliférantes. La France a fait le choix d'un réacteur à neutrons rapides à caloporteur sodium incarné par le projet de démonstrateur de 600 MWe ASTRID développé par le CEA. Ce démonstrateur, qui entrera en exploitation vers 2020 sur le site de Marcoule, permettra notamment de valider les options de sûreté essentielles à son développement industriel. *In fine*, le développement de la quatrième génération permettra au nucléaire de devenir une source d'énergie totalement durable, grâce à une consommation de combustible 100 fois inférieure à celle des centrales actuelles pour une même quantité d'électricité produite.

Enfin, le développement du nucléaire et la pérennité de son système de recherche ne seront pas garantis sans l'acceptation de l'opinion publique. Si les grands barrages et les éoliennes rencontrent des oppositions parfois farouches, le nucléaire reste, de loin, la forme de production d'énergie la plus controversée. Aussi la réussite de la transition énergétique résidera-t-elle pour partie dans le dialogue citoyen. Et il reviendra à l'industrie, à l'instar d'autres acteurs, d'innover afin de nourrir le débat en allant au-devant des nouveaux publics, notamment en améliorant sa communication sur la Toile et sur les médias sociaux.

La transition énergétique dessinera notre avenir économique et industriel. Menée efficacement, en exploitant les nombreux atouts du nucléaire, elle peut placer la France dans le peloton de tête des économies les plus innovantes. Mais il faut absolument conserver la vision de long terme qui a présidé au développement du programme nucléaire français et poursuivre les efforts de R&D dans la filière. Cette vision conditionne notre future croissance décarbonée.

Développer l'énergie éolienne dans un contexte réglementaire mouvant

Par Jean-Marc LECHÈNE

Chief Operating Officer, Vestas Wind Systems A/S

En adoptant une politique volontariste de développement de l'énergie éolienne accompagnée d'un soutien financier conséquent mais pas disproportionné, l'Europe s'est dotée d'une source d'énergie renouvelable désormais compétitive de nature à répondre au défi climatique et qui repose sur une constellation industrielle forte de 250 000 employés en Europe.

Afin de poursuivre le développement de cette source d'énergie qui a fourni en 2013 près de 7 % de l'électricité produite en Europe, quatre principaux défis sont encore à relever : fixer la part de l'éolien dans le mix énergétique, optimiser le modèle opératoire des marchés de l'énergie, stabiliser et optimiser le cadre réglementaire et, enfin, consolider l'industrie éolienne.

Un développement vigoureux

Bien que les premiers moulins à vent remontent à l'Antiquité, le véritable essor de l'énergie éolienne ne remonte qu'à une trentaine d'années seulement : les installations annuelles d'éoliennes dans le monde sont ainsi passées de 1 GW de puissance totale en 1985 à 45 GW en 2014, soit un taux moyen de croissance annuelle de 15 %. La puissance du parc éolien installé dans le monde s'élève à 350 GW (en 2014), soit plus de trois fois la capacité de production de la France, toutes énergies confondues.

L'éolien est une industrie adolescente pleine de dynamisme et d'innovation qui n'a donc pas encore atteint sa pleine maturité : la puissance moyenne d'une éolienne est ainsi passée de 75 kW en 1985 à 3 MW aujourd'hui, et les plus grosses éoliennes *offshore* atteignent même 8 MW, soit une augmentation de puissance d'un facteur 100 en trente ans.

Selon Bloomberg ⁽¹⁾, le coût moyen hors subvention de l'énergie éolienne *on-shore* ⁽²⁾ a décliné de 70 % en trente ans, soit de 2,3 % par an, pour atteindre en 2013 une valeur moyenne de 82 dollars du mégawattheure (\$/MW-h) s'inscrivant dans une fourchette allant de 37 \$/MW-h à 187 \$/MW-h en fonction du régime météorologique des sites. Toujours selon la même source et à titre de comparaison, ce coût moyen s'élève à 82 \$/MW-h pour le gaz, à 91 \$/MW-h pour le charbon et à 140 \$/MW-h pour le nucléaire (voir le Graphique 1 de la page suivante).

En d'autres termes, l'énergie éolienne est compétitive aujourd'hui pour créer toute nouvelle capacité de production

d'électricité. Et l'écart va continuer à se creuser en sa faveur dans le futur, puisque le potentiel identifié d'amélioration de la performance technique et de réduction des coûts industriels devrait permettre de réduire le coût moyen de l'énergie éolienne d'au minimum 2 % par an au cours des dix prochaines années.

En Europe, l'éolien a fourni près de 7 % de l'électricité en 2013, avec de forts contrastes selon les pays (près de 40% au Danemark, 20 % en Espagne et au Portugal, plus de 9 % en Allemagne et en Roumanie, 6 % en Suède et en Italie, et moins de 3 % en France (bien que notre pays dispose du deuxième plus grand potentiel éolien en Europe). Ce taux s'élève à 3,9 % pour le monde entier, avec 3,7 % aux États-Unis et 3 % en Chine.

De solides avantages intrinsèques

Ce développement vigoureux a été certes favorisé par une forte volonté politique, mais il n'aurait pas été possible sans de nombreux avantages intrinsèques à l'énergie éolienne :

(1) Bloomberg New Energy Finance fait référence dans l'industrie éolienne en matière économique et financière.

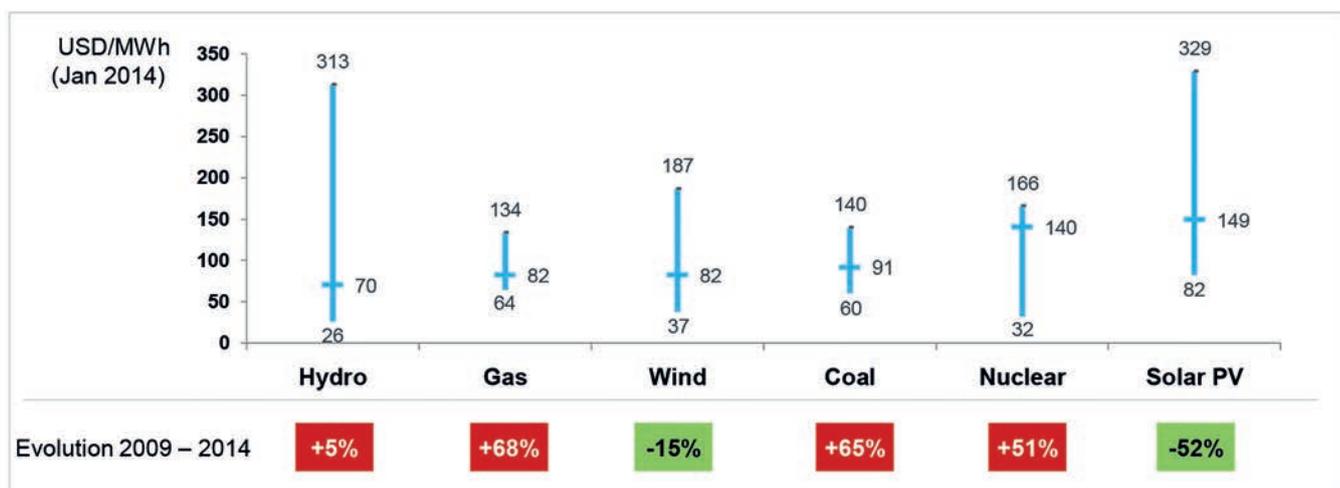
(2) Le coût moyen de l'énergie (Levelised Cost of Energy) correspond à la somme des cash flows actualisés d'un projet de capacité nouvelle représentatif de la source d'énergie considérée (investissement, coût de fonctionnement, combustible) divisée par la quantité d'énergie produite pendant toute la durée de vie du projet.

- l'absence d'émission de CO₂ et de déchets ;
- une empreinte environnementale limitée : seulement six mois sont nécessaires pour fabriquer, transporter et dresser une éolienne, et quelques mois pour la démonter en fin de vie (au bout de 25 ans) et la recycler ;
- une visibilité économique et un apport à l'indépendance énergétique : l'essentiel des coûts est concentré dans l'investissement initial, puisque le « combustible » est gratuit, la maintenance limitée (des visites annuelles suffisent) et les coûts de démantèlement minimaux. Le coût de l'énergie éolienne est donc parfaitement prévisible et est quasiment fixe pour les 25 ans de son existence. De plus, ce prix est totalement indépendant du contexte macro-économique et des aléas géopolitiques ;
- des retombées économiques locales positives : en raison de leur taille et de leur masse, les éoliennes se transportent mal, à la différence des panneaux solaires. Elles doivent donc être fabriquées localement (à l'échelle d'un continent : en Europe, en Amérique du Nord, en Chine...). Ainsi, l'industrie éolienne emploie 250 000 personnes en Europe pour la conception, la fabrication, la construction et l'entretien des éoliennes. Les montants payés par les consommateurs européens d'énergie éolienne restent donc en Europe pour rémunérer des emplois, à la différence des énergies fossiles pour lesquelles ces montants finissent en grande partie dans la poche des pays producteurs de combustible ;
- un investissement attrayant pour de nombreux acteurs privés et publics : un projet éolien offre généralement un

taux de rentabilité interne (TRI) de l'ordre de 8 à 12 % avec un profil de risque limité une fois entré en phase opérationnelle. Il existe quatre principaux types d'investisseurs : des compagnies d'électricité (en particulier européennes) qui développent et exploitent des parcs de plusieurs GW dans le monde, des promoteurs qui développent et revendent des fermes éoliennes ou les exploitent pour leur compte propre, des communautés de divers types (communes, coopératives, agriculteurs, particuliers...) qui voient dans l'éolien une source de revenu complémentaire et, enfin, des fonds de pension qui sont de plus en plus friands de cette classe d'actifs dont le profil rentabilité-risque est bien adapté à leurs engagements de long terme.

Du fait de ces avantages, l'énergie éolienne dispose de solides arguments pour contribuer plus grandement au mix énergétique. C'est ce que l'on observe dans la plupart des pays émergents, notamment au Brésil, où la compétitivité-coût et la rapidité de déploiement permettent à l'énergie éolienne d'apporter une réponse adaptée à la forte croissance de la demande en électricité. Ainsi l'énergie éolienne s'octroie-t-elle plus de 50 % des appels d'offres de génération d'énergie électrique, où elle est en concurrence, en misant sur ses mérites propres, avec les autres formes d'énergie.

La situation en Europe est plus contrastée, en particulier depuis quelques années : en effet, la rentabilité des producteurs d'électricité est mise sous pression par la combinaison de la stagnation de la demande d'électricité, d'investissements massifs réalisés durant les années 2000 dans les turbines à gaz et d'un développement volontariste des renouvelables (éolien et solaire).



Source: Bloomberg New Energy Finance, January 2014.

Wind. It means the world to us.™

Graphique 1 : Coût moyen de l'énergie (LCoE).

L'énergie éolienne est compétitive en coût par rapport au charbon, au gaz et au nucléaire.

Dans ce contexte, les détracteurs de l'énergie éolienne mettent en avant deux inconvénients : un niveau de subventionnement élevé et un impact négatif sur les prix de gros de l'électricité résultant de la combinaison du caractère intermittent de cette énergie avec la priorité qui lui est accordée pour l'accès sur le réseau (pouvant conduire à un prix de gros négatif de l'électricité, comme ce fut le cas en France, pendant quelques heures, certains dimanches après-midi particulièrement venteux).

Des subventions certes conséquentes, mais pas disproportionnées pour une filière leader mondial

Il est vrai que l'Europe a mis en œuvre plus tôt que d'autres pays une volonté de développer les énergies renouvelables, au premier rang desquelles figure l'éolien. Les subventions accordées ont permis de développer une constellation industrielle qui emploie 250 000 personnes en Europe, qui est leader mondial (les fabricants européens ont fourni 45 % des installations produites dans le monde en 2013 et représentent 55 % du parc mondial installé) et qui propose une technologie aujourd'hui compétitive par rapport aux autres modes de production d'électricité.

De nombreux chiffres circulent quant au niveau de subventionnement de l'éolien. Qu'en est-il réellement ?

Dans un rapport récemment publié (*Subsidies and Costs of EU Energy*, du 10 octobre 2014), la Commission européenne a fait le bilan du soutien apporté par les 28 États membres de l'Union européenne aux différentes sources d'énergie électrique. Ce soutien englobe, d'une part, toutes les formes de soutien direct (subventions en tous genres) et, d'autre part, des coûts externes (changement climatique, émissions de poussières, impact sur la santé publique, épuisement des ressources naturelles), qui sont moins apparents, mais qui sont supportées *in fine* par la collectivité.

Les conclusions de ce rapport, en décalage par rapport à la perception triviale, montrent que l'éolien a reçu des subventions importantes, mais que celles-ci ne sont pas disproportionnées par rapport à celles dont ont bénéficié d'autres sources d'énergie et que, de plus, l'éolien ne génère qu'une fraction infime des coûts externes :

- **Soutien direct** : la valeur annuelle moyenne du soutien direct à l'énergie électrique pendant la période 2008-2012 s'est élevée à 99 milliards d'euros toutes sources d'énergie confondues. Ce montant représente environ 20 % du total de la facture énergétique valorisée au prix de gros.

Les principaux pays contributeurs sont l'Allemagne (26 %), le Royaume-Uni (13 %), l'Espagne (10 %), l'Italie (10 %) et la France (7 %).

Plus de 55 % de ces subventions ont bénéficié au charbon, au gaz, au pétrole et au nucléaire, tandis que 11 % étaient consacrés à l'éolien ; une proportion finalement assez proche du poids de l'éolien dans le mix énergétique (7 %).

- **Coûts externes** : la valeur annuelle moyenne des coûts des externalités négatives à compenser pendant la même période s'est élevée à 200 milliards d'euros, soit le double des subventions. La ventilation de ce montant par type d'énergie en €/MW-h conduit aux résultats suivants : 80-95 €/MW-h pour le charbon, 35 €/MW-h pour le gaz, 25 €/MW-h pour le nucléaire et 5 €/MW-h pour l'éolien. Ce qui confirme (s'il en était besoin) que l'éolien est un ami de l'environnement.

L'intermittence est gérable

Comme il n'existe pas encore de solution de stockage d'électricité qui soit compétitive, l'intermittence de l'énergie éolienne ne peut être gérée qu'à travers le réseau en association avec d'autres sources plus flexibles d'utilisation, comme le gaz et l'hydraulique. Cela ajoute certes de la complexité, mais celle-ci n'est pas insurmontable, comme l'atteste l'exemple de nombreux pays ou de nombreux réseaux dans lesquels l'éolien contribue à hauteur de 20 % ou plus à la production. Cela est également facilité par des modèles météorologiques qui permettent de prévoir quelle sera la production éolienne avec une précision d'autant plus grande que l'horizon se rapproche (de trois jours à quelques heures).

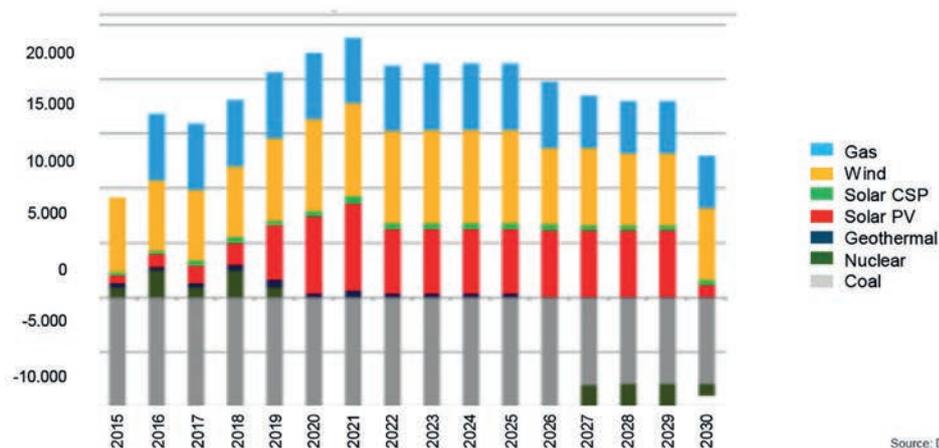
Quatre principaux défis à relever

La poursuite du développement de l'éolien est fortement conditionnée par la capacité à intégrer cette source d'énergie de façon plus harmonieuse dans le système global et à continuer à en réduire le coût. Les principaux leviers de nature à favoriser l'atteinte de ces objectifs sont au nombre de quatre :

a) Il faut fixer la place qu'occupera l'éolien dans le mix énergétique

En raison de la stagnation de la demande en électricité en Europe, le développement de l'éolien nécessite de déplacer des capacités existantes. On estime ainsi que 95 GW de capacité devraient être retirés en Europe au cours des dix prochaines années pour des raisons d'obsolescence (charbon) ou pour des raisons politiques (nucléaire), ce qui représente un important potentiel de développement pour l'éolien (voir le Graphique 2 de la page suivante). Toutefois, on observe une tendance à prolonger marginalement la durée de vie des centrales nucléaires devenues obsolètes, ce qui est de nature à ralentir ce remplacement.

Pour faire évoluer son mix énergétique, l'Europe doit donc se fixer des objectifs quantitatifs de moyen terme et mettre en place des mesures favorisant leur réalisation, des mesures allant de l'instauration de mécanismes de marché fondés sur la prise en compte des coûts externes dans le coût de l'énergie jusqu'à l'engagement inconditionnel de chaque État à développer l'éolien chez lui. Une telle vision de moyen terme permettrait en retour à l'industrie éolienne de calibrer et de planifier au mieux son investissement en capacité, et donc de réduire les besoins de financement et le coût en capital.



Source: DB Climate Change Advisors

Source: ¹Citi Global Perspectives & Solutions (Citi GPS) "Energy Darwinism", 2013. ²DB Climate Change Advisors "Repowering America: Creating Jobs", 2011.**Wind.** It means the world to us.™

Graphique 2 : Prévisions d'ajout et de retrait de capacités aux États-Unis.

100 GW de capacité de production d'électricité à base de charbon devraient être retirés au cours des dix prochaines années aux États-Unis pour cause d'obsolescence technique, et 95GW en Europe.

b) Optimiser le modèle opératoire des marchés de l'énergie

Les règles d'attribution et de rétribution des projets éoliens varient fortement d'un pays à un autre. On observe toutefois une évolution générale vers une attribution des marchés sur la base d'appels d'offres compétitifs et une rétribution sur la base des prix de gros, ce qui va dans le sens d'une plus grande efficacité économique.

Par ailleurs, les règles actuelles de priorité d'accès de l'éolien sur le réseau ont pour objectif de maximiser une production éolienne dont le coût marginal est très faible. Une adaptation de ces règles semble nécessaire pour améliorer le bilan économique de l'ensemble du système (en matière de gestion des périodes creuses et de rémunération des ressources de pointe).

Dans les deux cas, la compétitivité croissante de l'éolien devrait permettre de financer la flexibilité requise par de telles adaptations.

c) Stabiliser et optimiser le cadre réglementaire

C'est un fait avéré de la vie économique : l'incertitude, le manque de visibilité ou les changements fréquents du cadre réglementaire freinent l'investissement, ou, au contraire, l'accélèrent de façon excessive en créant des effets d'aubaine. Dans tous les cas, cela se traduit par une forte volatilité qui induit d'importantes inefficacités en termes de coûts. Ainsi, dans l'éolien, on observe fréquemment des variations annuelles de l'ordre de 30 à 40 %, à la hausse comme à la baisse. Il est donc primordial que chaque État offre un cadre

réglementaire clair et s'engage à le maintenir comme tel pour une durée aussi longue que possible, afin de réduire cette volatilité.

d) de plus, l'ajustement de certaines dispositions observées dans quelques pays pourrait avoir un effet favorable supplémentaire sur les coûts. Ainsi, il est nécessaire :

- de réduire la durée nécessaire à l'obtention d'un permis : en Europe, selon les pays, de deux à sept ans sont nécessaires pour obtenir les autorisations requises pour réaliser un projet éolien. Une durée plus courte permet non seulement de réduire fortement les coûts de développement des projets, mais aussi, et plus particulièrement dans un contexte où le coût de l'énergie diminue de plus de 2 % chaque année, de construire des fermes éoliennes disposant de la technologie la plus récente au coût le plus bas (un délai supplémentaire de cinq ans correspond à un surcoût de l'énergie de plus de 10 % qui s'applique aux 25 années de durée de vie de l'éolienne...).

- de formuler les exigences de contenu local sur une base globale : en raison des subventions versées, de nombreux pays exigent plus ou moins explicitement de bénéficier de retombées locales. Trop souvent, celles-ci portent sur un pourcentage de la valeur du projet concerné. Une telle approche tend à multiplier les usines de taille sous-optimale, qui ne peuvent trouver de compétitivité sur le long terme en raison de coûts trop élevés. Une approche alternative mise en place par certains pays consiste à exiger des retombées locales intégrant le projet concerné et la valeur des

commandes de composants passées par d'autres pays au fournisseur des éoliennes. Cela favorise le développement de fabricants de composants compétitifs participant à une chaîne d'activité mondiale permettant ainsi de réduire le coût global et de pérenniser l'emploi.

- **de consolider l'industrie éolienne** : L'industrie des fournisseurs d'équipements éoliens est encore très fragmentée : on dénombre plus de quinze acteurs dans le monde, dont les cinq premiers ne représentent que 48 % des parts de marché. Or, comme pour toute industrie, la taille permet de générer d'importantes économies d'échelle : recherche et développement, coût d'approvisionnement, coût de production, maîtrise de la qualité, frais généraux...

Cela s'applique non seulement aux fournisseurs d'éoliennes, mais aussi à leurs sous-traitants. Comme dans le cas de l'industrie automobile, de nombreux composants ne sont pas différenciant quant à la performance, mais ils pourraient voir leur coût réduit par une consolidation aboutissant à un nombre limité de sous-traitants.

Il est donc très probable que l'on assistera dans les années à venir à un mouvement de concentration de cette industrie, qui permettra aux leaders d'accroître leur compétitivité en réduisant leurs coûts.

Biomasse, géothermie, solaire thermique, récupération de chaleur fatale : autant d'opportunités pour l'industrie française

Par Bruno LECHEVIN

Président de l'ADEME

Selon les scénarios prospectifs énergétiques et climatiques « Vision 2030-2050 » élaborés par l'ADEME, l'objectif de placer notre société sur une trajectoire permettant d'atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050 se traduirait par une diminution de 50 % de la consommation d'énergie et par le déploiement massif des énergies renouvelables dans les territoires. Parmi ces énergies, l'éolien et le photovoltaïque monopolisent souvent les débats et peuvent nous faire oublier la part prépondérante qu'occupent les autres énergies renouvelables (notamment la biomasse en matière de production de chaleur) dans la fourniture à nos entreprises d'une énergie décarbonnée et compétitive.

La transition énergétique repose sur une combinaison de solutions techniques variées qui ne sauraient se limiter aux seuls éolien et photovoltaïque.

Certes, ces deux filières emblématiques de l'essor des énergies renouvelables auront un rôle essentiel à jouer ; elles sont au cœur de nombreux débats, en particulier de ceux se concentrant sur l'électricité. Dans son travail prospectif de scénario énergétique à l'horizon 2030, l'ADEME a ainsi tablé sur des contributions respectives de l'éolien et du photovoltaïque qui seraient respectivement de 22 % et de 9 % de la consommation finale d'électricité, tandis que les autres énergies électriques renouvelables (hydroélectricité, énergies marines, biogaz...) en représenteraient au total 16 %.

Mais il paraît utile d'insister sur le rôle que d'autres filières, notamment la biomasse, la géothermie, le solaire thermique ou encore la chaleur fatale, seront amenées à jouer dans la transition énergétique. En effet, non seulement ces filières ouvrent de véritables opportunités aux industries des filières concernées, mais elles offrent également aux industries consommatrices d'énergie des leviers de maîtrise de leurs coûts pouvant leur permettre de gagner de précieux points de compétitivité.

La biomasse

Le premier zoom que nous effectuerons concernera la biomasse, qui constitue la première énergie renouvelable en France en termes de consommation notamment *via* la consommation des particuliers, mais également *via* des projets de plus grande taille menés dans des collectivités, dans l'industrie ou dans le secteur tertiaire. Ces projets de plus grande taille se sont multipliés grâce aux aides du Fonds Chaleur de l'ADEME, dont la mise en œuvre découle directement des objectifs du Plan national d'actions pour les énergies renouvelables à l'horizon 2020.

En ce qui concerne plus précisément les installations industrielles, les 113 projets développés en six années d'appels à projets BCIAT (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire) constituent un réseau d'installations de référence, qui montre la pertinence technique, économique et environnementale de la solution biomasse. De nombreux groupes industriels se sont inscrits dans une stratégie de reproduction de ce pilote dans leurs différents sites de chaufferies biomasse, suite à une première expérience concluante.

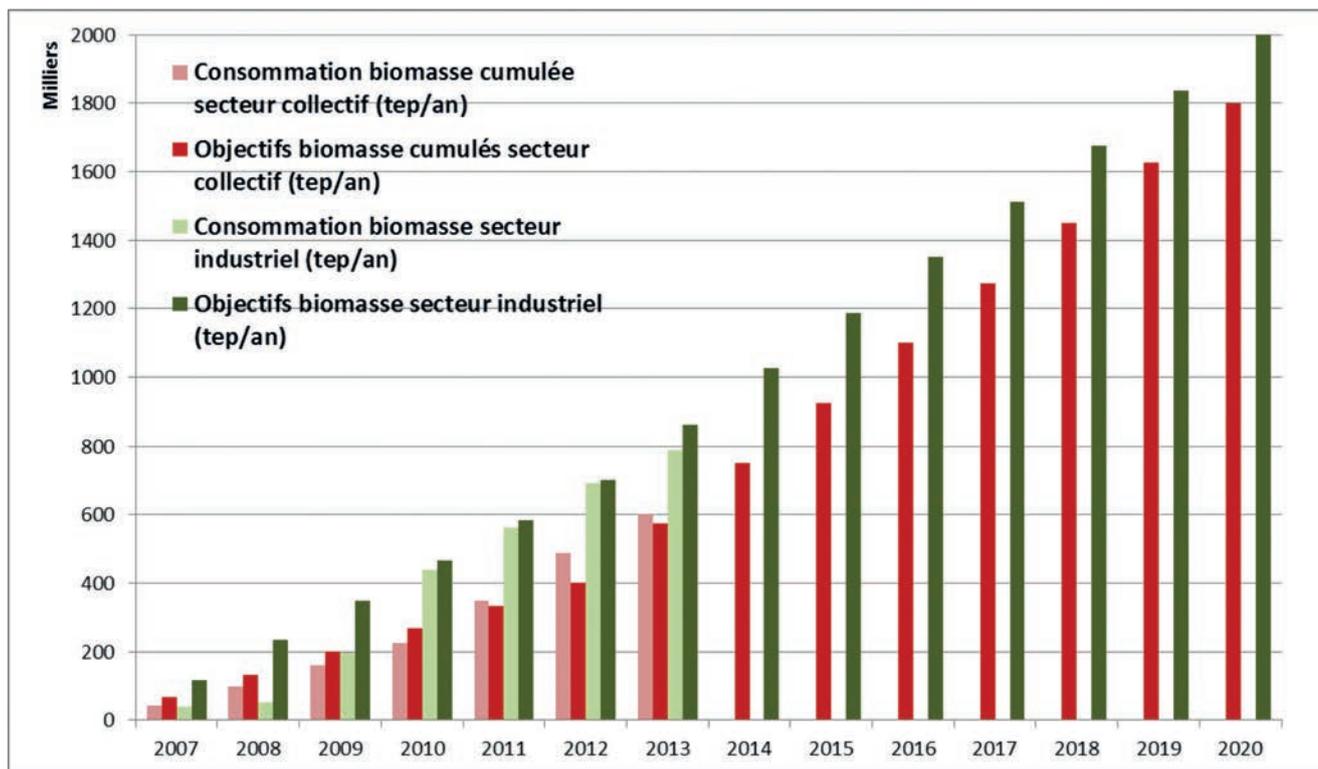


Figure 1 : Consommation prévisionnelle cumulée des chaufferies collectives et industrielles (soutenues par l'ADEME) au regard des objectifs à l'horizon 2020.

Les premiers secteurs concernés sont :

- d'une part, l'agro-alimentaire, dont les besoins en chaleur de leurs *process* sont importants et souvent continus tout au long de l'année, ce qui permet un dimensionnement optimal des installations biomasse avec à la clé de fortes économies annuelles. Un secteur qui est par ailleurs souvent en recherche d'un affichage d'impacts environnementaux réduits lors de la mise sur le marché de ses produits de grande consommation,
- d'autre part, le secteur du papier-carton, qui est lui aussi un gros consommateur d'énergie et qui a l'opportunité de pouvoir réutiliser une partie de ses sous-produits (écorces, sciure, chutes de bois...) directement en tant que combustible.

D'autres secteurs voient également un intérêt à se lancer dans de telles démarches, disposant de sources d'énergie diversifiées (déchets de bois, paille, poussières de céréales, plaquettes de bois...) fournies localement, et avec un leitmotiv incontournable : l'économie globale du projet.

Ainsi, dans le secteur de la chimie, qui est, par nature, fortement énergivore, les coûts énergétiques représentent une part importante des charges de fonctionnement. La solution biomasse est de plus en plus perçue dans ce secteur comme un moyen de se doter d'une énergie compétitive sur le long terme : elle vise également la sécurité d'approvisionnement avec, pour les installations nouvelles, la capacité de répondre aux exigences techniques spécifiques de ce secteur avec la

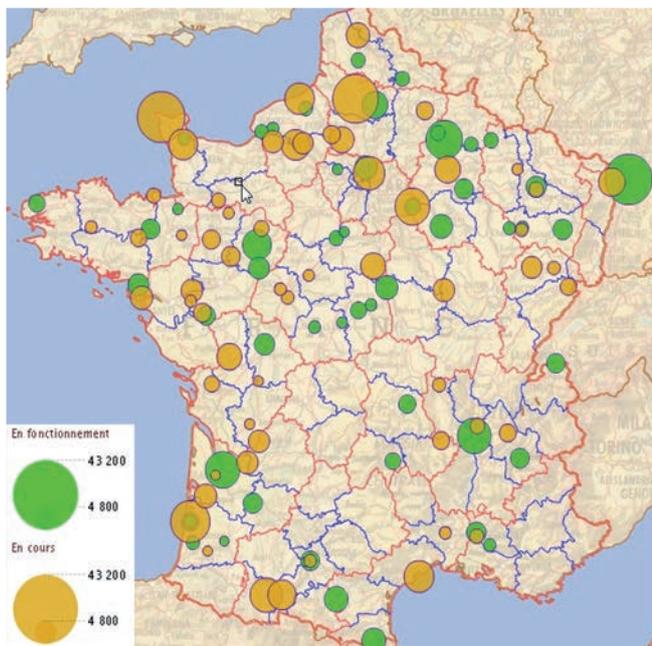
même fiabilité que les équipements fonctionnant aux énergies fossiles.



Photo © SITA-REKEM

La plateforme chimique de Roussillon (Isère).

La plateforme chimique de Roussillon regroupe 17 entreprises du secteur de la chimie sur une surface de 150 hectares. L'énergie lui est fournie par un groupement d'intérêt économique, le GIE Osiris. L'énergie représente entre 30 et 80 % de ses coûts de production, selon les spécialités. Une chaudière biomasse est depuis quelques mois mise en exploitation par SITA REKEM : d'une puissance bois de 24,7 MW, elle permet de substituer 16 % d'énergies fossiles. En substitution au charbon et au gaz, la chaufferie utilise principalement des déchets bois et des refus de pulpeurs.



Répartition sur le territoire des lauréats des appels à projets BCIAT 2009-2014 (situation au 5 novembre 2014), avec indication (sous forme de cercles) des quantités produites annuellement (exprimées en Tep).

La géothermie

Le deuxième zoom qu'il me paraît utile de faire concerne la géothermie, qui se caractérise par une grande variété des ressources existantes (variables selon leur température, leur profondeur, la nature du fluide géothermique qui les compose...) et par la diversité des techniques de valorisation. La géothermie concerne ainsi deux grands domaines d'application : les usages thermiques et la production d'électricité.

En France métropolitaine, la géothermie est principalement valorisée sous forme de chaleur, préférentiellement pour le chauffage de bâtiments résidentiels ou tertiaires - elle peut être mise en œuvre partout.

C'est en région parisienne que se concentre la plus grande densité au monde de réseaux de chaleur géothermique exploitant le même aquifère, avec plus de 200 000 équivalent-logements desservis.

La production d'électricité reste par contre encore assez marginale en France, avec néanmoins des développements attendus dans les territoires d'Outre-mer (Antilles et Réunion) grâce à l'exploitation de gisements naturels d'eau chaude et de vapeur, et en métropole avec l'émergence d'une nouvelle filière permettant de valoriser sous formes de chaleur et d'électricité des ressources géothermiques situées à grande profondeur, c'est-à-dire au-dessous de -2 500 mètres (géothermie EGS - *Enhanced Geothermal System*). Cette exploitation à grande profondeur devra nécessairement répondre à des exigences environnementales fortes et être accompagnée d'information et de pédagogie afin de garantir son acceptabilité.

Ces deux dernières années, un travail important a été mené par les acteurs professionnels pour structurer et organiser une filière française qui soit apte à se développer à l'export, où les marchés sont en croissance régulière. Les cibles visées

concernent la production d'électricité et les réseaux de chaleur urbains. Les enjeux sont importants puisque le marché de la production d'électricité, par exemple, est évalué à 3 à 4 milliards d'euros par an et puisque la France pourrait viser, à terme, 10 à 15 % de ce marché. Notre pays dispose en effet pour ces deux cibles de nombreux atouts, avec des compétences présentes sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets, dont des points forts en exploration, en ingénierie, en exploitation et maintenance d'équipements énergétiques. Plus de soixante entreprises ont ainsi été identifiées comme pouvant intervenir à l'export sur des projets de géothermie.

Les applications de la géothermie vis-à-vis des consommations énergétiques industrielles (outre la production d'électricité évoquée plus haut) concernent principalement le secteur de la balnéologie et du thermo-ludisme (piscines, centres thermaux...) et celui de l'agro-industrie (champignonnières, serres, pisciculture, *process* agro-industriels...). En France, les installations restent encore peu nombreuses : une trentaine d'opérations seulement sont à ce jour recensées. Il s'agit donc encore aujourd'hui d'une niche en termes de volumes. Mais cette niche est appelée à se développer, car pour les entreprises des secteurs d'activité précités elle présente un véritable potentiel d'économies sur leurs charges énergétiques et, par voie de conséquence, la possibilité pour elles de consolider leur activité, pour peu qu'elles s'engagent dans une démarche globale de recensement des énergies renouvelables à leur disposition et qu'elles n'oublient pas que l'une d'entre elles se situe sous leurs pieds !

Le solaire thermique

Le troisième zoom que je souhaite effectuer porte sur le solaire thermique. Souvent sous-estimé en raison des difficultés, en France, de la filière des chauffe-eau solaires individuels (et, dans une moindre mesure, collectifs), qui sont en compétition avec d'autres solutions aujourd'hui plus compétitives dans l'habitat, le potentiel d'utilisation du solaire thermique dans l'industrie est pourtant significatif. En effet, selon les technologies mises en œuvre (capteurs type « moquette », plans, à tubes sous vide, ou à concentration), les niveaux des températures atteintes peuvent aller de 50°C pour l'eau jusqu'à 500°C pour de la vapeur surchauffée.

On peut donc produire de l'eau chaude pour une utilisation sanitaire, pour alimenter un réseau de chaleur ou encore pour produire la vapeur nécessaire à un processus industriel, et même pour alimenter un groupe à absorption et ainsi produire du froid. Selon de récentes études, ces applications correspondent à environ 30 % de l'énergie finale consommée dans l'industrie française pour obtenir des températures inférieures à 200°C. Sur cette base, dans ses visions énergétiques à l'horizon 2030, l'ADEME a estimé le potentiel en industrie solaire thermique à 20 % de cette consommation, soit une production énergétique annuelle qui pourrait aller jusqu'à 1,5 Mtep (million de tonnes équivalent pétrole) en 2030.

La technologie solaire dite basse température (< 110°C) est aujourd'hui mature, s'appuyant sur un tissu français de professionnels (bureaux d'études, installateurs, exploitants...)

et de fabricants industriels bien formés et compétents. Ainsi, la France est actuellement exportatrice nette de ce type de technologie et, dans le même temps, les applications en France se multiplient, notamment dans l'industrie agro-alimentaire, comme le projet de préparation d'eau chaude de procédé à la Laiterie Bonilait (Chasseneuil-du-Poitou, dans le département de la Vienne) ou celui de préparation de l'eau de lavage à la casserole d'œufs de la ferme avicole LEGAL (à Moustoir-Ac, Bretagne), mais aussi dans les réseaux de chaleur comme celui de Balma, dans la banlieue toulousaine.

Toutefois, la percée du solaire thermique dans l'industrie française est encore fragile. L'énergie solaire est particulièrement capitalistique : l'ensemble des investissements sont concentrés sur le début du projet pour des coûts d'utilisation et de maintenance quasi nuls sur toute la durée de vie de l'installation. Les temps de retour sur investissement restent trop souvent supérieurs à ce qui est acceptable pour des industriels. De plus, l'intégration du solaire dans un procédé existant reste un point délicat. L'enjeu aujourd'hui est donc de lever ces verrous en travaillant sur une massification du déploiement qui serait gage d'économies d'échelle et de baisse des coûts, au travers notamment du Fonds Chaleur Renouvelable de l'ADEME. Il s'agit aussi, grâce aux projets de recherche, de soutenir l'émergence de ruptures technologiques et l'innovation incrémentale, afin d'entraîner une baisse des coûts. L'innovation sur les modèles d'affaires, comme le tiers investissement dans lequel un opérateur prend en charge l'intégralité des investissements et vend des KW-h de chaleur à un utilisateur final, devrait aussi en faciliter une plus large diffusion et la réalisation du potentiel industriel à moyen terme.

La chaleur fatale

Enfin, tandis que les exemples précédents de technologies renouvelables ont illustré la capacité de l'industrie à intégrer dans son approvisionnement énergétique des sources renouvelables, il paraît essentiel de souligner que l'industrie peut également être actrice de cette diversification des sources énergétiques à travers une meilleure valorisation des énergies dites fatales, sous la forme d'énergie de récupération.

En effet, l'essentiel des pertes ou des rejets énergétiques provenant des équipements et des procédés industriels se présente sous la forme de chaleur. Ces pertes existent, car, *a priori*, la chaleur n'aurait plus d'utilisation possible sur le site industriel : c'est pour cette raison qu'elles sont souvent qualifiées de « chaleur fatale » et qu'elles peuvent même nécessiter des consommations supplémentaires d'énergie pour leur refroidissement avant d'être rejetées dans l'environnement. Or, ce gisement d'énergie au sein même des sites industriels est important. Ainsi, presque 15 % des combustibles consommés ⁽¹⁾ par l'industrie sont perdus sous la forme de chaleur fatale (correspondant à des températures supérieures à 100 °C) dans les fumées des fours et des chaudières et dans les buées des séchoirs, ce qui représente environ l'équivalent de 50 TW-h (térawattheures) ⁽²⁾.

Une partie de cette chaleur peut cependant être valorisée soit en interne (séchage sur d'autres lignes de procédés de

production, préchauffage, chauffage de locaux, etc.), soit en externe (utilisation de la chaleur sur un site voisin, pour alimenter un réseau de chaleur urbain, etc).

En effet, d'après une étude récente de l'ADEME, sur les 50 TW-h de chaleur actuellement perdue, 10 TW-h le sont dans des sites situés dans les 460 communes actuellement desservies par des réseaux de chaleur existants. Or, à ce jour, seuls 2 % de l'ensemble des flux thermiques alimentant les réseaux de chaleur et issus d'énergies renouvelables ou de récupération (EnR&R) sont d'origine industrielle (soit environ 0,3 TW-h).

Les freins à cette valorisation proviennent principalement :

- de la distance entre le site industriel et le réseau de chaleur le plus proche,
- de l'inadéquation entre la disponibilité de chaleur et les besoins des sites voisins,
- et de difficultés de contractualisation entre deux entités différentes, l'offreur et l'utilisateur. Il devient donc essentiel de créer les conditions propices au développement de ces synergies.

Malgré tout, nombre de sites (dans les secteurs des métaux, du verre et du ciment, par exemple) ont des excédents de chaleur non directement valorisables en interne (pas de besoin de chaleur) ou en externe, du fait de leur éloignement d'un réseau de chaleur et des difficultés d'adéquation entre la production de chaleur fatale et les besoins en chaleur (niveau de température, fréquence des usages et problématique de stockage associée).

Outre des applications de type écologie industrielle par fourniture de chaleur à des activités environnantes, la valorisation ultime de cette chaleur fatale consiste à produire de l'électricité. Celle-ci peut soit couvrir une partie des besoins des équipements électriques du site concerné, soit être fournie au réseau. L'électricité constitue en effet un vecteur énergétique dont le transport est plus facile (il suffit d'élever la tension au moyen d'un transformateur) que la diffusion de la chaleur sur de grandes distances, un vecteur qui est donc utilisable par un plus grand nombre de personnes.

Conclusion

À travers ce tour d'horizon (non exhaustif), on voit que différentes énergies renouvelables représentent pour les industries de réels leviers de compétitivité. La clé, pour un industriel souhaitant choisir les solutions les plus adaptées à son cas de figure, consiste à adopter une démarche globale non seulement en accroissant son efficacité énergétique et en

(1) Hors usages comme matières premières (par exemple, le gaz naturel, pour la production d'engrais).

(2) Ne sont pas comptabilisées les pertes diffuses (rayonnement thermique des parois de fours, par exemple), qui sont très difficilement récupérables. Source : étude CEREN, novembre 2014. Les fours, les séchoirs et les chaudières consomment la quasi-totalité des combustibles utilisés par l'industrie.

examinant les différentes énergies renouvelables à sa disposition, mais aussi en intégrant dès le départ les gisements de récupération d'énergie sur son site et, pour aller plus loin, en s'inscrivant dans une stratégie d'écologie industrielle et territoriale. Notons que la capacité de différentes énergies à répondre à la demande d'un industriel est étroitement liée à son profil de consommation et que les gains en compétitivité se situent souvent dans la maîtrise de ces consommations, avant même celle des coûts des technologies de production d'énergie. L'ADEME estime en effet qu'à iso-production, l'industrie devrait d'ici à 15 ans présenter un potentiel d'efficacité énergétique de l'ordre de 20 %. Les leviers de cette efficacité accrue sont de trois types :

- la mise en adéquation des capacités de production avec les besoins en énergie afin d'éviter toute surconsommation et toute utilisation d'équipements au-delà de leurs capacités nominales,
- l'utilisation d'équipements énergétiquement performants et limitant les pertes,

- la valorisation des pertes énergétiques de l'équipement dans un procédé industriel ou dans l'usine, voire à l'extérieur du site industriel.

L'ensemble de ces actions doit permettre de renforcer la compétitivité de l'industrie française et de soutenir le développement d'une filière industrielle d'équipementiers, de fabricants et d'ingénieries en matière d'efficacité énergétique industrielle. L'ADEME est mobilisée pour accompagner les industriels dans ces démarches, en particulier à travers l'Appel à Manifestation d'Intérêt « Industrie & Agriculture Éco-efficientes » s'inscrivant dans le cadre des Investissements d'Avenir, qui doit faire émerger des technologies innovantes permettant d'augmenter la performance énergétique des sites industriels et de proposer de nouvelles offres technologiques françaises en matière d'efficacité énergétique.

Le stockage électrochimique de l'énergie : principes, applications et futurs défis

Par Patrice SIMON

Université Paul Sabatier, Laboratoire CIRIMAT UMR CNRS 5085, Toulouse - France, Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E), FR CNRS n°3459
simon@chimie.ups-tlse.fr

Le stockage électrochimique de l'énergie - les batteries - est devenu aujourd'hui un enjeu sociétal et économique majeur, dont on attend beaucoup de progrès, que ce soit dans le domaine des applications nomades (électronique portable, automobile) ou stationnaires (stockage des énergies renouvelables qui sont, par nature, intermittentes). Cet article fait un point (synthétique) sur les différentes chimies des accumulateurs aujourd'hui disponibles ainsi que sur les matériaux et les systèmes en cours de développement dans les laboratoires de recherche académique et les laboratoires industriels. Dans ce domaine, la France justifie de réelles compétences, notamment en ayant structuré ses efforts de R&D en créant le Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) afin de faire valoir les nombreux atouts dont elle dispose dans ce secteur très compétitif.

Introduction

Le stockage de l'énergie est un enjeu stratégique majeur à l'échelle mondiale. La réduction de la production de gaz à effet de serre implique, par exemple, de recourir à des énergies renouvelables. En raison de l'intermittence de certaines d'entre elles (éolien, solaire notamment photovoltaïque), le stockage est alors le seul moyen permettant d'opérer un décalage dans le temps entre la production d'électricité (par des panneaux solaires fonctionnant uniquement le jour) et la satisfaction de la demande (éclairage la nuit). Le système le plus utilisé aujourd'hui pour stocker de grandes quantités d'énergie primaire lors de périodes de surproduction est le stockage hydraulique (STEP, station de transfert d'énergie par pompage), en remontant de l'eau par pompage en aval d'un barrage, puis en la déversant dans la retenue de ce dernier. Si d'autres moyens de stockage existent (comme le stockage thermique, la constitution de réserves d'air comprimé, le stockage cinétique par volant d'inertie...), le plus largement répandu - toutes applications confondues - reste incontestablement le stoc-

kage électrochimique au moyen de batteries. Ce succès s'explique en partie par l'avantage considérable que ces batteries apportent par rapport à d'autres solutions, celui de la mobilité. La mise au point de générateurs électrochimiques performants revêt donc une importance toute particulière pour des applications portables (ordinateurs, téléphones portables, outillage...), en particulier dans le secteur des transports, avec le développement des véhicules hybrides et tout électriques, ou encore l'électrification croissante des fonctions à bord des avions. Mais la mobilité n'est pas le seul avantage, puisqu'une autre caractéristique de ces systèmes de stockage d'énergie est leur cyclabilité, c'est-à-dire leur capacité de stocker et de décharger de l'énergie réversiblement pendant plusieurs centaines de cycles. Cette cyclabilité, qui s'accompagne de plus d'un rendement énergétique supérieur à 97 %, rend les batteries extrêmement intéressantes dans des applications stationnaires, comme le stockage d'électricité provenant d'énergies primaires renouvelables pour équilibrer l'offre et la demande dans des réseaux électriques locaux (à l'échelle de bâtiments ou d'un quartier).

Les batteries : état de l'art et perspectives

L'histoire des batteries rechargeables commence avec la mise au point de l'accumulateur au plomb (dont la tension unitaire est de 2 volts) par le physicien Gaston Planté, en 1859 (au Conservatoire National des Arts et Métiers, à Paris). Composé, à l'origine, de deux feuilles de plomb plongées dans une solution d'acide sulfurique et chargé à l'aide de piles Daniel, cet accumulateur a rapidement évolué pour pouvoir servir, dès la fin du XIX^e siècle, à de multiples applications (éclairage, stockage de l'énergie produite par une dynamo...), dont des véhicules électriques. Les accumulateurs au plomb atteignent assez rapidement une densité d'énergie de 30 wattheures par kilo (Wh/kg) qui, même si elle est modeste (du fait de la masse molaire élevée du plomb, qui échange 2 moles d'électrons pour 217 g par mole), en fait à l'heure actuelle un des accumulateurs les plus utilisés du fait de son faible coût. Le développement des accumulateurs fonctionnant en milieu alcalin avec, en particulier, la mise au point des électrodes positives en oxyhydroxyde de nickel (NiOOH) a permis de porter cette densité d'énergie à plus de 70 Wh/kg en combinant cette électrode de nickel d'abord avec une électrode négative de cadmium (chimie Ni/Cd), puis en alliage hydrurable MH (chimie Ni/MH). La tension de cellule restait cependant modeste (autour de 1,6 V). Une vraie rupture scientifique est apparue au début des années 1970 avec la commercialisation, vingt ans plus tard, par Sony, de batteries Lithium-ion. Cette chimie combinant des oxydes lamellaires lithiés et une électrode de carbone a permis une rupture technologique dans la course à la densité d'énergie.

Le Tableau 1 ci-contre donne les densités d'énergie théoriques de quelques systèmes de stockage électrochimique, sur la base de leurs données thermodynamiques et chimiques. Ainsi, par exemple, le lithium est un élément léger (7 g/mol), pouvant échanger un électron à un potentiel très bas de -3,04 V avec une ESH (Electrode Standard à Hydrogène). C'est donc un métal très bon candidat pour une électrode négative, mais son potentiel redox est tellement bas que l'eau n'est pas stable dans ces conditions, ce qui implique que l'électrolyte soit à base de solvant organique. Les batteries à ions lithium commercialisées aujourd'hui utilisent des matériaux d'intercalation. Elles ont une tension de cellule de 3,8 V, pour une énergie massique d'environ 200 Wh/kg. L'oxygène (couple O₂/H₂O en milieu aqueux) a un potentiel élevé de 1,2 V vs ESH et peut échanger 2 électrons, pour une masse molaire modeste (de 16 g/mol). C'est donc un bon matériau d'électrode positive. Son association avec une électrode négative en zinc (Zn) (2 moles d'électrons échangés pour 65 g de Zn, avec un potentiel de -0,76 V), pour former le système Zn-air en milieu aqueux, semble prometteuse au niveau de la densité d'énergie théorique, mais les performances réellement atteintes sont plus modestes (voir la Figure 1 de la page suivante) et, de plus, leur recharge se limite à seulement quelques cycles.

Dans le Tableau 1 ci-contre, deux systèmes en milieu non-aqueux se dis-



Portrait de Gaston Planté (1834-1889). Illustration anonyme (vers 1890) publiée dans « Les nouvelles conquêtes de la science. L'électricité » de Louis Figuier (1819-1894)

tingent : le lithium-soufre et le lithium-air. Le lithium-soufre utilise du lithium métallique comme électrode négative et le soufre (S), qui peut se réduire en captant 2 électrons en utilisant un électrolyte non-aqueux. Modeste (2,2 V), la différence de potentiel est compensée par une capacité massique élevée pour le soufre et le lithium (deux matériaux relativement légers), ce qui en fait un candidat prometteur pour la prochaine génération de batteries.

L'association d'une électrode négative de lithium avec une électrode positive où s'opère la réduction de l'oxygène, appelée association Li-air, est aujourd'hui le système de stockage électrochimique qui présente les densités *théoriques* d'énergie les plus élevées : plus de 3,5 KWh/kg.

Tableau 1 : Calculs des densités d'énergie théoriques pour les réactions électrochimiques intervenant dans les accumulateurs Lithium-ion, Zinc-air, Lithium-Soufre et Lithium-air. (a) calcul basé sur le volume de ZnO, (b) : Li et Li₂S, (c) Li et Li₂O₂. Tableau adapté de l'article de P.G. Bruce et al., *Nature Materials*, 11, pp. 19-29, 2012.

| Chimie de la batterie | Tension de cellule (V) | Energie massique théorique (Wh/kg) | Energie volumique théorique (Wh/L) |
|---|------------------------|------------------------------------|--|
| Li-ion $1/2C_6Li + Li_{0.5}CoO_2 \leftrightarrow 3C + LiCoO_2$ | 3,8 | 387 | 1015 |
| Zn air $Zn + \frac{1}{2} O_2 \leftrightarrow ZnO$ | 1,65 | 1086 | 6091 ^a (ZnO) |
| Li soufre $2Li + S \leftrightarrow Li_2S$ | 2,2 | 2567 | 2199 ^b (Li + Li ₂ S) |
| Li air $2Li + O_2 \leftrightarrow Li_2O_2$ | 3,0 | 3505 | 3436 ^c (Li+Li ₂ O ₂) |

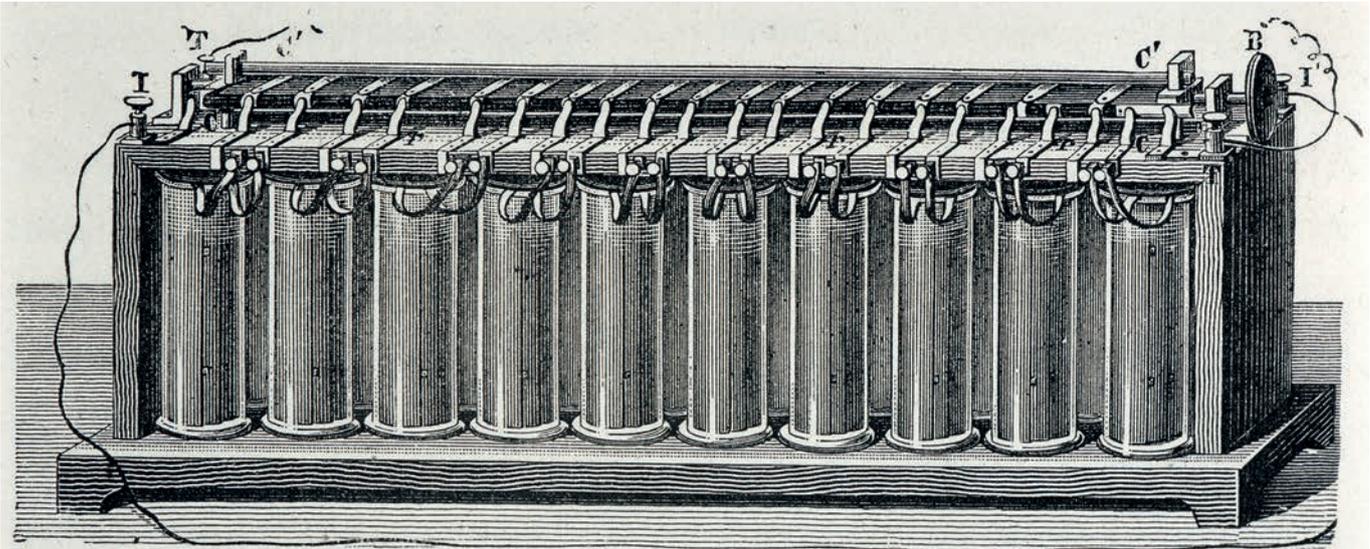


Fig. 90. — Pile secondaire de 20 éléments Planté pouvant se charger en quantité

Dessin de la pile conçue par le physicien Gaston Planté, paru dans l'ouvrage « L'électricité dans la maison » par E. Hospitalier, 1887.

« L'histoire des batteries rechargeables commence avec la mise au point de l'accumulateur au plomb par le physicien Gaston Planté, en 1859. »

Photo © Coll. KHARBINE-TAPABOR.

Les batteries « Li-ion avancé » ont aujourd'hui une densité d'énergie pratique de l'ordre de 200 Wh/kg (voir la Figure 1 de la page suivante), grâce notamment à l'utilisation de nouveaux matériaux comme le silicium à l'électrode négative. En prenant en compte les améliorations potentielles au niveau de la capacité des matériaux, de l'électrolyte et du *packaging*, la densité d'énergie devrait atteindre 300 Wh/kg. Les prototypes de technologie Li-S démontrent aujourd'hui plus de 300 Wh/kg, il reste à améliorer leur cyclabilité. En effet, celle-ci n'est pas encore satisfaisante, mais des pistes existent et des solutions ont été proposées dans des communications récentes. On estime que la batterie Li-S devrait atteindre des performances se situant autour de 500-600 Wh/kg, ce qui donnerait une autonomie de plus de 400 km pour un véhicule électrique de type Nissan Leaf.

Le dernier système, le Li-air, est celui qui présente la plus grande densité d'énergie, avec 500 Wh/kg démontrés au niveau de prototypes et avec des estimations de l'ordre de 900 Wh/kg atteignables. Cependant, à la différence de la chimie Li-S, de nombreux verrous scientifiques bloquent leur développement. De récents résultats publiés dans la littérature n'incitent pas à l'optimisme quant aux chances de succès à court terme de ce système, et il ne semble pas raisonnable d'espérer des produits commerciaux offrant de telles performances et une telle durée de vie en cyclage avant, au mieux, une quinzaine d'années (si tant est que cette technologie devienne mature un jour).

Les batteries pour un stockage massif d'électricité

Tous les systèmes que nous venons de décrire, affichant les densités d'énergie les plus élevées, présentent un intérêt particulier pour la mobilité. Dans les applications stationnaires

comme le stockage de masse d'électricité provenant d'énergies renouvelables ou l'électrification de quartiers d'habitation, les critères de sélection sont complètement différents. En effet, les notions de Wh/kg ou de Wh/L perdent leur intérêt du fait de l'absence de contrainte de masse ou de volume dans ces applications stationnaires. Dès lors, en plus de la sécurité, les critères de choix sont la cyclabilité (durabilité)

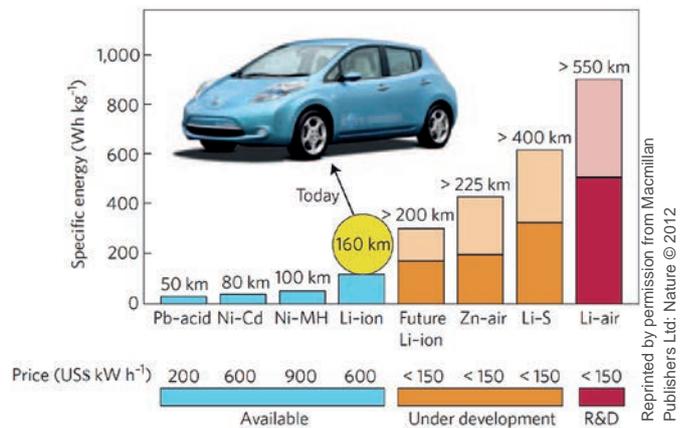


Figure 1 : Densité d'énergie massique de batteries utilisant différentes chimies. La densité d'énergie est exprimée en kilomètres parcourus en mode tout électrique par un véhicule de type Nissan Leaf. Les systèmes en bleu sont ceux actuellement commercialisés, ceux en orange sont en cours de développement. Le Li-air (rouge) n'en est qu'au stade de la recherche. Les zones foncées sont les performances obtenues et les zones claires correspondent à la marge de progression existante. Figure extraite de l'article de P.G. Bruce, S. A.

et le coût. Même si le coût - comme la sécurité - est une contrainte commune à toutes les applications, ce critère est prépondérant. Historiquement, les premières batteries à avoir été utilisées à grande échelle dans des applications stationnaires (comme les batteries de secours) ont été les batteries

au plomb. Elles sont progressivement remplacées par les chimies sodium-soufre (Na-S) qui fonctionnent à température élevée (300° C). Des batteries d'une puissance de plusieurs mégawatts sont actuellement en opération dans le monde, principalement au Japon.

Une autre technologie pour le stockage d'énergie de grande dimension est étudiée depuis plusieurs années : il s'agit des batteries à circulation. Elles stockent l'énergie dans des électrolytes qui contiennent des couples redox solubles : ces électrolytes anodiques et cathodiques sont stockés dans des réservoirs qui peuvent atteindre plusieurs centaines ou plusieurs milliers de litres. Pour décharger la batterie et fournir ainsi de l'énergie à la demande, les électrolytes anodique et cathodique sont pompés et circulent à l'intérieur d'un cœur de cellule dans lequel les réactions d'oxydo-réduction vont libérer l'énergie. Ces systèmes présentent l'avantage majeur de contrôler simplement la quantité d'énergie stockée, puisqu'elle est directement proportionnelle à la taille des réservoirs. En contrepartie, il reste encore quelques interrogations sur leur durabilité (corrosion liée à la nature des électrolytes employés, risque d'un mélange non souhaité des électrolytes...) et sur leur coût. Ce manque de recul s'explique par la difficulté d'obtenir des retours d'expérience sur ces installations de grande taille qui sont difficiles à mettre en place, à la différence des technologies Li-ion dont le développement s'est appuyé sur des applications de masse, en petit format, comme la téléphonie ou les PC portables. Le développement des batteries à circulation est donc en cours, mais il faudra attendre encore quelques années avant de pouvoir tirer des bilans sur les performances des nombreux démonstrateurs en cours d'utilisation.

Remplacer les ions lithium par des ions sodium dont la matière première est dix fois moins chère permet de réaliser des économies substantielles sur le prix du kWh. Mais si cette approche est prometteuse sur le papier, le développement de la batterie Na-ion s'est longtemps heurté à la stratégie qui consistait à se contenter de dupliquer les matériaux à intercalation d'ions Li⁺ pour en faire des matériaux à intercalation d'ions Na⁺. Mais le développement récent de nouveaux matériaux à intercalation d'ion Na⁺ a montré que malgré une diminution de 30 % de la densité d'énergie par rapport au

procédé Li-ion, la batterie Na-ion pouvait jouer un rôle dans des applications stationnaires du fait de son coût réduit. Ces systèmes font aujourd'hui l'objet d'études approfondies dans différents laboratoires dans le monde entier, en particulier au sein du Réseau Français sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) (que nous présenterons plus loin).

Les supercondensateurs

Pour terminer ce tour d'horizon du stockage électrochimique de l'énergie, nous parlerons des supercondensateurs, qui sont des systèmes intermédiaires entre les condensateurs classiques et les batteries. Ils peuvent fournir des densités de puissance très élevées (> 10 kW/kg), avec une densité d'énergie modeste (6 Wh/kg), ce qui définit une constante de temps allant de quelques secondes à quelques dizaines de secondes. Ces performances sont liées au mode de stockage de la charge : il ne se produit en effet aucune réaction redox dans ces supercondensateurs, car le stockage est réalisé par électrostatique en adsorbant des ions d'un électrolyte à la surface de carbones poreux de surface très développée (voir la Figure 2 ci-dessous), et donc en chargeant ainsi la double couche électrochimique.

La capacité de cette double couche électrochimique est de l'ordre de 10 à 20 μF/cm² (microfarad par cm²). En remplaçant une électrode plane par un matériau poreux de grande surface spécifique comme du carbone activé (1 000 à 2 000 m²/g), on atteint des capacités de plus de 100 F/g de carbone. La tension maximum de ces cellules est limitée par la décomposition de l'électrolyte : 2,7 à 3 V en électrolyte non-aqueux. Le stockage des charges en surface explique la grande puissance de ces systèmes par rapport aux batteries. L'absence de variation de volume dans les électrodes au cours des cycles (la charge restant en surface) fait que la cyclabilité des supercondensateurs peut atteindre plusieurs millions de cycles à température ambiante. Enfin, l'utilisation de solvants comme l'acétonitrile permet un fonctionnement entre -40°C et +70°C. Rappelons toutefois que la densité d'énergie est environ 30 fois plus faible que celle des batteries.

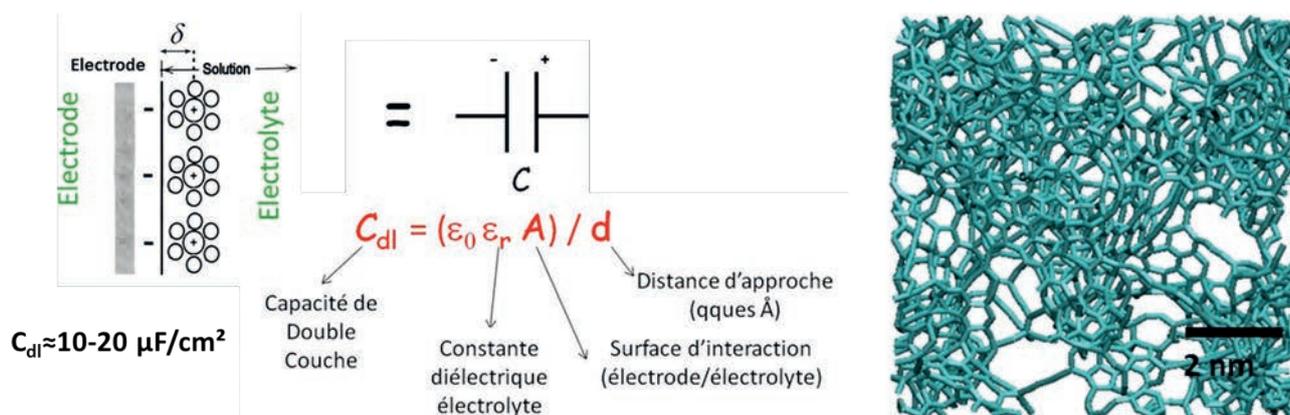


Figure 2 : à gauche, charge de la double couche électrochimique à la surface d'une électrode polarisée négativement ; à droite, structure d'un carbone poreux de surface spécifique > 1000 m²/g.

Les supercondensateurs sont utilisés pour fournir des pics de puissance ou encore pour récupérer l'énergie. On les retrouve en petit format (< 100 F) en électronique de puissance (UPS, tampon de puissance...). Les formats plus importants (> 100 F) sont utilisés dans l'aéronautique (Airbus A380), l'automobile (récupération de l'énergie de freinage), les transports (tramways, bus, bateaux...), les grues portuaires... Ils permettent également, en association avec les batteries, d'augmenter la durée de vie de ces dernières en fournissant les pics de puissance les plus contraignants pour la batterie. Aujourd'hui, le principal défi est d'augmenter la densité d'énergie des supercondensateurs : les travaux en cours sont orientés vers la conception de nouveaux carbones poreux en contrôlant la taille des pores et la mise au point de nouveaux électrolytes à haut potentiel (par exemple, à base de liquides ioniques), ou encore l'utilisation de matériaux redox 2 dimensions nanostructurés possédant des cinétiques réactionnelles exacerbées.

L'amélioration des performances des batteries et des supercondensateurs passe par la synthèse de nouveaux matériaux performants, un meilleur contrôle des interfaces matériau/électrolyte et par le développement d'outils de caractérisation structurale et de modélisation mathématique. C'est ce que le Réseau pour le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) essaie de développer en partenariat avec l'industrie pour créer une filière française du stockage électrochimique de l'énergie.

Le Réseau français sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E)

Pour favoriser l'innovation et l'émergence de filières nationales du stockage électrochimique de l'énergie, le CNRS et

le ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche ont créé, conjointement avec le CEA, le Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) en 2011 (www.energie-rs2e.com). Le RS2E rassemble les principaux acteurs de la recherche académique (CNRS et Universités), les organismes de recherche scientifique et technologique finalisée (CEA, IFPEN, INERIS) et les acteurs industriels de la filière (voir la Figure 3 ci-dessous). Il a pour vocation d'accélérer le transfert des résultats des travaux de recherche des laboratoires rassemblés dans le Centre de Recherche Amont vers l'industrie (Club d'Industriels) via le Centre de Recherche Technologique et d'Intégration (CEA, IFPEN, INERIS). L'objectif est de réussir, au travers de la structuration de grands projets de R&D, le déploiement industriel du stockage électrochimique de l'énergie dans notre pays, un secteur stratégique et extrêmement compétitif pour le transport propre et le développement des énergies durables.

Les thématiques scientifiques (voir la Figure 4 de la page suivante) ont été étendues au-delà des incontournables batteries Li-ion avancées et du stockage capacitif, et ce, en fonction de l'évolution des recherches et des nouveaux résultats : on retrouve les batteries à circulation (*redox-flow*), les batteries organiques, les procédés Na-ion et Li-Soufre, le tout en étroite collaboration avec les partenaires industriels et académiques. On peut prendre comme exemple la *task-force* Na-ion lancée conjointement par le CRA et le CEA-LITEN en juillet 2013. Le but de ce projet d'envergure est d'implémenter les avancées déjà obtenues dans nos laboratoires dans des dispositifs commerciaux, grâce aux unités de pilotage du CEA. L'objectif final est de pouvoir estimer cette technologie en termes de coûts, de sécurité et de performances, et d'en faire, si possible, un produit français.

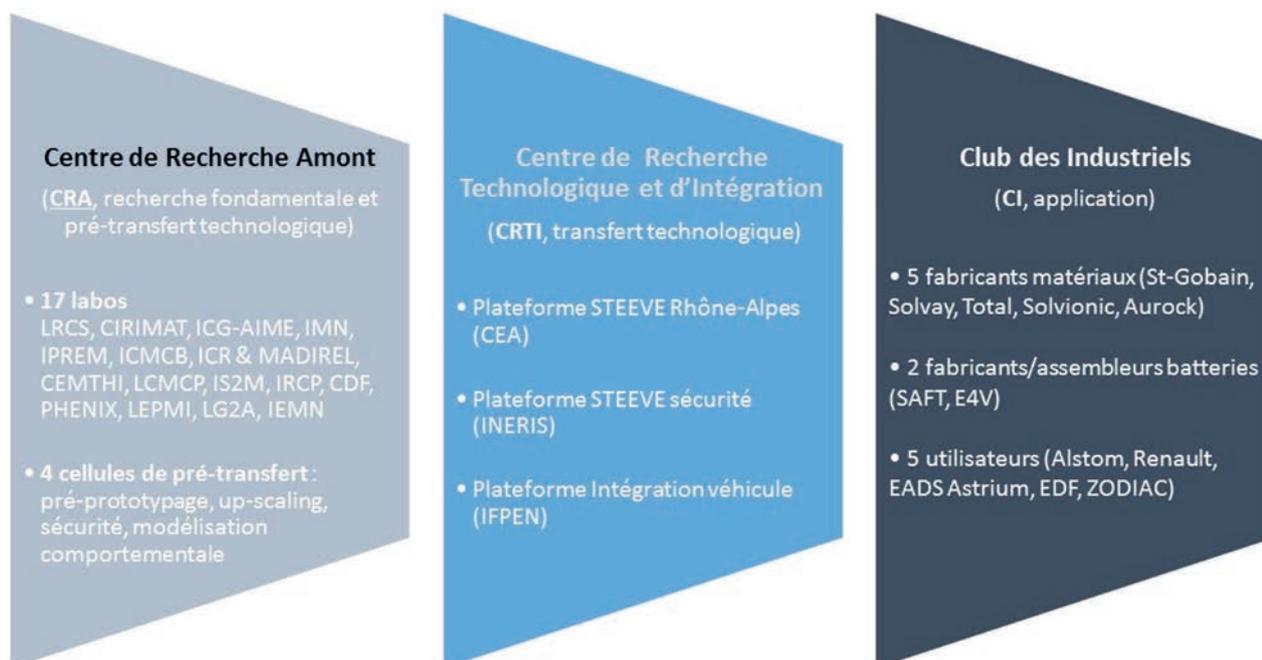


Figure 3 : Composition du Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) (www.energie-rs2e.com).

Conclusions

Le stockage électrochimique de l'énergie est en enjeu stratégique majeur à l'échelle mondiale. Des efforts considérables au niveau recherche et développement sont aujourd'hui réalisés dans nombre de pays pour mettre au point des batteries plus performantes, avec des objectifs multiples qui vont de l'amélioration de l'autonomie des systèmes portables, de celle des véhicules électriques et hybrides, jusqu'aux stockages à grande échelle pour le réseau électrique. Si les batteries Li-ion conventionnelles (pour leur densité d'énergie stockée) et les supercondensateurs (pour leur densité de puissance) permettent aujourd'hui de couvrir la plupart des marchés du stockage d'électricité, de nouveaux systèmes sont en cours de développement, comme les accumulateurs lithium-soufre (Li-S), métal-air ou encore sodium-ion (Na-ion).

La France dispose d'atouts considérables pour prendre le *leadership* dans cette compétition mondiale, en particulier son excellence scientifique reconnue mondialement (qui a été

développée notamment au sein du CNRS, du CEA, de certaines universités et d'organismes, tels que le CEA, l'IFPEN, l'INRETS, qui sont capables d'intégrer technologiquement ces découvertes dans des systèmes innovants) et une base large d'industriels du meilleur niveau, que ce soit dans les domaines des transports, de la production d'énergie, des matériaux de la chimie et de l'électronique.

La collaboration étroite de la recherche publique avec les industriels nationaux doit favoriser l'émergence d'une nouvelle génération de produits. Avec le Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E) (www.energie-rs2e.com), qui a été créé en 2011, la France s'est donné les moyens de son ambition, à l'instar de ce qui s'est fait au Japon (en 2009 avec le projet RISING – *R&E Initiative for Scientific Innovation on Next-generation Batteries*) ou, plus récemment, en Allemagne (programme de stockage d'électricité issue du photovoltaïque, 2012) ou au Japon encore (projet RISE).

À nous de relever ce défi !

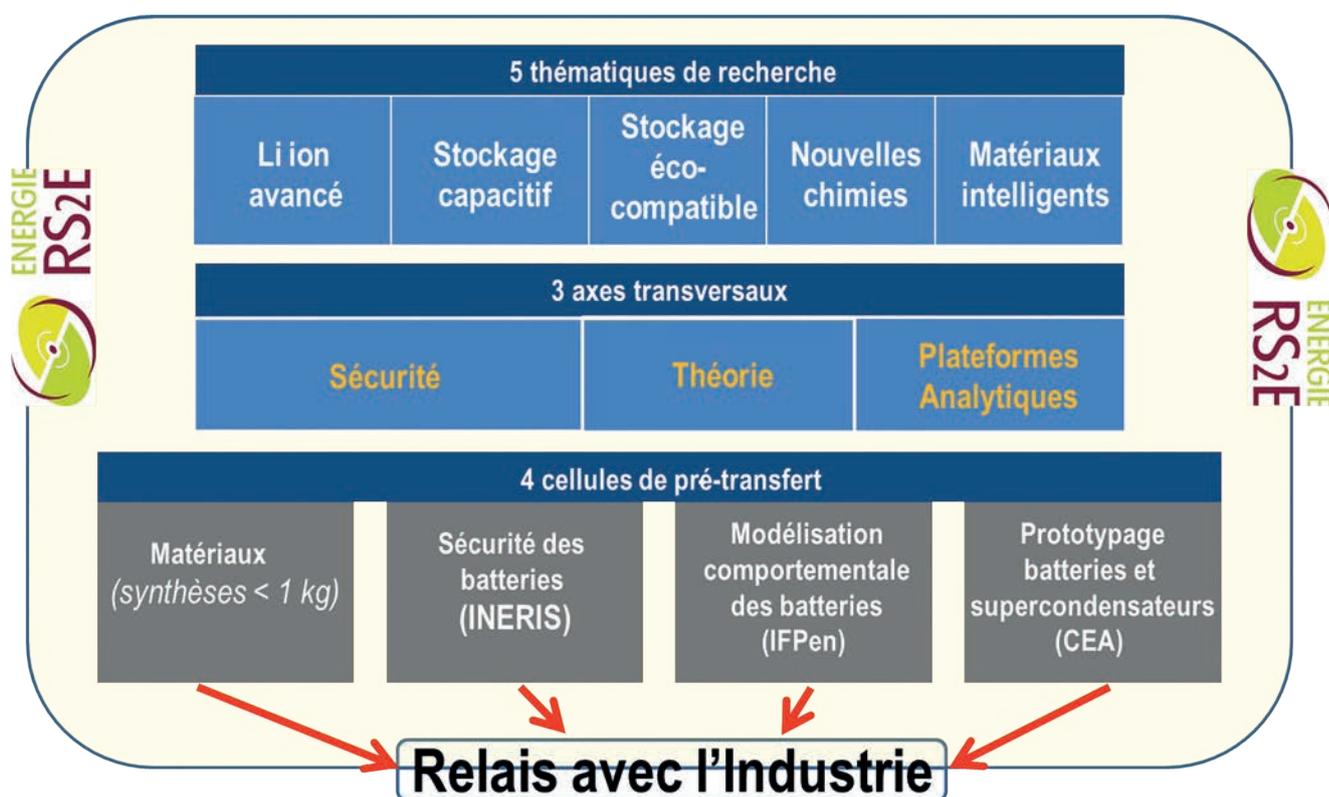


Figure 4 : Thématiques de recherches développées dans le cadre du RS2E (www.energie-rs2e.com).

La révolution du numérique dans le domaine de l'énergie

Par Jean THERME

CEA

La montée en puissance des énergies renouvelables dans le monde, et en particulier du solaire, modifie profondément les modèles économiques du secteur de l'énergie. Décentralisation des décisions, usagers replacés au cœur des systèmes, autoconsommation, pilotage et gestion de l'énergie dans le bâtiment, nouvelles formes de mobilité, ce sont là autant d'attentes que les technologies du numérique peuvent satisfaire.

Alors, numérique-énergie : une convergence naturelle... ou une révolution ?

Sûrement une révolution, mais à conduire, en premier lieu, dans les esprits !

Introduction

La transition énergétique constitue un enjeu politique, géostratégique et économique majeur. Face à des ressources fossiles limitées et au phénomène sans précédent du changement climatique, de nouveaux modèles de production et de consommation s'imposent.

En Allemagne, ce virage a déjà été pris avec l'*Energiewende*. Il démontre la complexité des phénomènes en jeu et ses impacts pour l'Europe. Ainsi, par exemple, l'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans un réseau électrique continental.

Dans le domaine de l'énergie, la recherche et l'innovation portent sur l'infrastructure physique, dont il s'agit d'améliorer les performances et de baisser les coûts (recherches sur les composants et les systèmes de production solaire, les batteries et autres systèmes de stockage, les systèmes de gestion et d'insertion des productions intermittentes sur le réseau électrique, les composants des réseaux de chaleur, etc.). Des transformations profondes amènent néanmoins la recherche et l'innovation à relever de nouveaux défis.

Deux évolutions fondamentales sont aujourd'hui à l'œuvre. Elles modifient considérablement le modèle économique du secteur de l'énergie : d'une part, la décentralisation de la production d'énergie introduite par les énergies renouvelables entraîne un rapport entre consommateur et producteur radicalement différent puisque l'on peut être les deux à la fois et, d'autre part, l'émergence de nouveaux modes de consommation d'énergie s'appuyant sur la vague du numérique vont profondément modifier la dynamique de ce secteur.

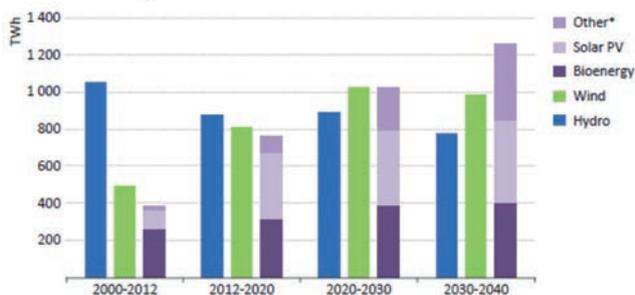
Grâce au numérique, responsabilité individuelle et responsabilité collective peuvent être liées, constituant les germes d'une révolution sociétale. Les modèles d'innovation dans l'énergie en seront bouleversés.

Un paysage énergétique nouveau : la montée en puissance des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables, qu'elles soient dédiées à la production d'électricité, de carburant ou de chaleur, représentent, selon l'AIE ⁽¹⁾, 14 % de la demande en énergie primaire mondiale en 2013 (142 Mtep). En 2040, l'agence, dans son scénario médian, estime que les énergies renouvelables représenteraient 19 % de la demande primaire, en croissance continue (918 Mtep). L'électricité est le vecteur le plus concerné, avec une stabilisation des capacités de production d'hydroélectricité, mais une croissance très forte de l'éolien et du solaire photovoltaïque, comme l'indique le Graphique 1 de la page suivante.

La production de chaleur connaîtrait une croissance identique : en faisant abstraction de la biomasse solide « traditionnelle » (renouvelable, mais aux conséquences sanitaires négatives - pollution de l'air intérieur et extérieur), les renouvelables « modernes » représentent, d'après l'AIE, 345 Mtep de chaleur produite en 2012 et devraient atteindre 715 Mtep en 2040.

(1) World Energy Outlook, Agence Internationale de l'Énergie, 2014.



* Other includes geothermal, concentrating solar power and marine.

Graphique 1 : Productions d'électricité renouvelable (hydraulique, éolien, biomasse, solaire photovoltaïque et autres) dans le monde 2000-2040 - Source : AIE WEO 2014.

La lame de fond des renouvelables est inéluctable : la baisse du coût de ces énergies, la gestion efficace de l'intermittence solaire en lien avec la maîtrise des consommations et, surtout, l'équivalence, dans de nombreux pays, entre consommation électrique et production solaire en milieu de journée sont autant d'éléments sur lesquels nous avons des retours d'expérience positifs, en particulier grâce aux projets réalisés en Savoie par l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES).

Un nouveau modèle économique dans le domaine de l'énergie

De nouveaux modèles de production

L'appropriation par le citoyen de sa production d'énergie est un des éléments moteurs du rôle croissant des renouvelables dans la transition énergétique.

En Allemagne, cette évolution est devenue une réalité. Plus de 50 % de la capacité électrique renouvelable installée (53 GW entre 2000 et 2010 provenant de l'éolien, du solaire photovoltaïque et de la biomasse) est désormais la propriété de personnes privées (40 %) et d'agriculteurs (11 %) (2). Pour le solaire photovoltaïque, c'est 61 % de la capacité installée qui est la propriété de ces mêmes acteurs. Les quatre grands électriciens allemands ne possèdent que 7 % de cette capacité renouvelable. De plus, la structure décentralisée de l'État allemand a permis l'émergence d'initiatives locales et de processus citoyens de type *bottom-up* dans le domaine de la production d'énergie.

En France, les énergies renouvelables bénéficient d'une perception positive : 88 % des sondés souhaitent consommer l'électricité photovoltaïque qu'ils produisent, 81 % estiment que les renouvelables leur permettent de réaliser des économies sur leur facture (3). Malgré cela, les projets citoyens qui ont vu le jour en Allemagne ou au Danemark peinent à émerger en France en raison d'un cadre réglementaire et financier moins favorable et trop rigide (4).

Au-delà de ces différences, l'évolution de la société en faveur d'une plus grande participation citoyenne et d'une autonomie accrue dans les choix de production et de consommation d'énergie est une tendance lourde. Cette évolution pourrait s'accélérer avec la pénétration des nouvelles technologies

du numérique dans le secteur de l'énergie. Les technologies qui ont permis l'émergence et la démocratisation d'Internet pourraient en effet être transposées au secteur de l'énergie. Ce faisant, le numérique pourrait faciliter la mise en place d'une économie post-carbone fondée sur des relations plus coopératives.

De nouveaux modèles liés à l'autoconsommation

La banque UBS estimait en 2013 que 18 % de la demande en électricité en Allemagne, en Italie et en Espagne pourraient être assurés en 2020 par du solaire autoproduit sans tarif incitatif (5). En Allemagne, des dispositions incitatives en faveur de l'autoconsommation ont été renforcées, depuis le 1^{er} mai 2013, au travers d'une subvention favorisant le stockage d'électricité d'un montant de 660 euros par kilowatt pour les systèmes photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30kW.

En France, l'autoconsommation est également en voie d'exploration. Un groupe de travail réuni en 2014 par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a proposé d'expérimenter un dispositif de soutien à l'autoconsommation pour le tertiaire/industriel de puissance, les « îlots urbains » et les zones non interconnectées. Ce nouveau modèle économique (6), qui, en France, exclut le résidentiel (ce dernier bénéficiant d'un tarif d'achat pour le solaire photovoltaïque), implique de maîtriser la demande en énergie et le stockage. Sur le plan réglementaire, la loi sur la Transition énergétique (7) prévoit également l'expérimentation de territoires dits « à énergie positive pour la croissance verte » afin d'accompagner et d'encourager la couverture des besoins en énergie par les ressources locales. Les acteurs locaux de l'énergie (régies locales, agglomérations, métropoles) peuvent ainsi décider de leur propre avenir énergétique. Comme l'a montré l'expérience dans certains territoires européens (Autriche, Danemark, Allemagne), cette évolution passe par un recours accru aux renouvelables et par une participation active des citoyens (8).

Ainsi, les conséquences de l'irruption de nouveaux modes de production et de consommation sont multiples. À cet égard, l'évolution du secteur de l'énergie pourrait être comparée à celle connue par les télécommunications à la fin des années 1990. De 20 millions d'abonnés au service « 2G » de téléphonie mobile numérique en 1992 dans le monde (9), on est passé à près de 7 milliards d'utilisateurs en 2013. Parmi les raisons

(2) Trend Research 2012, cité par l'IDDRI, voir note (4).

(3) Sondage IFOP pour Qualit'ENR, janvier 2014.

(4) « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne », Noémie Poize (RAEE) & Andreas Rüdinger (IDDRI), working paper, IDDRI, n°1, 14 janvier 2014.

(5) UBS Investment Research, The unsubsidised solar revolution, 15 janvier 2013.

(6) Le calcul des primes se base sur les quantités d'énergie autoproduites et vendues et sur la puissance maximale injectée dans le réseau.

(7) La loi sur la transition énergétique a été adoptée par l'Assemblée Nationale, le 14 octobre 2014.

(8) Voir note (4).

(9) Wireless and Mobile Communication, Sanjeev Kumar, New Age International Ltd, 2008.

Produits de Deltadore et de Vesta system



DeltaDore propose un produit de gestion et de pilotage domotique sur les quatre fonctions suivantes : éclairage, énergie, volets et sécurité. Un produit qui inclut une application sur *smartphone*, comme de nombreuses entreprises du secteur.

La *start-up* grenobloise Vesta System propose des solutions logicielles d'accompagnement de l'utilisateur dans sa découverte du pilotage énergétique par une présentation intuitive des données.



Sources : Deltadore et Vesta system.

de cette croissance figurent l'adoption d'un standard, la déréglementation du marché, la baisse des coûts des terminaux, l'évolution rapide des technologies, le changement de modèle de vente (forfaits avec terminal inclus), et surtout les nouveaux modes de consommation, le consommateur devenant producteur de contenus multimédia. Autant d'éléments dont la similitude avec la situation actuelle dans le domaine de l'énergie est frappante. Dans un secteur énergétique déjà en cours de décentralisation, le numérique constitue dès lors un puissant facteur d'évolution vers l'émergence de services nouveaux, comme on peut le vivre aujourd'hui dans le secteur des communications.

Le numérique bouleverse le monde de l'énergie

« Peut-être que l'énergie n'est plus une offre industrielle à l'utilisateur final, mais un service d'usage qui sera porté constamment par le consommateur dans sa mobilité, aidé en cela par les outils numériques »⁽¹⁰⁾. La révolution du numérique dans le secteur de l'énergie est déjà en marche. La convergence entre technologies numériques et technologies de l'énergie se trouve renforcée par la décentralisation des modes de production dans les deux domaines précités, avec pour conséquence un nouveau modèle d'énergie plus coopératif, basé sur le partage et l'interdépendance.

Un renouveau pour la domotique

Avec 44 % du bilan énergétique français, le secteur du bâtiment résidentiel et tertiaire est le plus gros consommateur d'énergie (les deux tiers de cette consommation sont dus au

secteur résidentiel)⁽¹¹⁾. Contribuant à 20 % des émissions nationales de gaz à effet de serre (GES), il constitue le premier gisement d'économies d'énergie, et donc de réduction des émissions de GES.

Le consomm'acteur se place au centre de toute stratégie de pilotage. Son rôle est essentiel : responsable, il est conscient de ses choix et de leur impact, guidés par des motivations individuelles (réduire sa facture) et collectives (écologie). De très nombreux acteurs économiques l'ont compris.

Tout d'abord, les grands de l'Internet ont massivement investi ce domaine, à commencer par Google, qui a procédé à de nombreuses acquisitions, dont la plus emblématique est celle de la *start-up* NestLabs : achetée en 2014, pour 3,2 milliards de dollars, cette entreprise est spécialisée dans les objets « intelligents » (alarmes anti-incendie et thermostats connectés à Internet). Grâce au thermostat à apprentissage Nest, pilotable *via* un *smartphone*, Google entend ainsi élargir ses activités à l'habitat connecté en se basant sur sa connaissance des comportements des utilisateurs.

Les industriels des équipements électriques voient ainsi venir la vague du numérique dans leurs métiers⁽¹²⁾, et de nom-

(10) Dominique Chauvin, animateur du groupe Énergie Climat au sein du think tank Idées (fondation Tuck), cité par Nidam Abdi, *Le Cercle, Les Echos.fr*

(11) Chiffres clés Climat Air Énergie 2013, ADEME.

(12) Par exemple, la Fédération des industries électriques, électroniques et de communication - FIEEC (« Les industries électro-technologiques au service de la société ») ou le Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés - GIMELEC (« Efficacité énergétique, levier de la transition énergétique »).



Photo © Lydie Lecarpentier/REA

Inauguration de « SMART ZAE », premier réseau électrique intelligent testé à l'échelle d'une zone d'activité en France, Toulouse, septembre 2014. « Le rôle du consommateur actuel est essentiel : responsable, il est conscient de ses choix et de leur impact, guidés par des motivations individuelles (réduire sa facture) et collectives (écologie). De très nombreux acteurs économiques l'ont compris. »

breuses sociétés proposent déjà des solutions en matière de domotique et de gestion de l'énergie.

La domotique « nouvelle ère » est en plein développement : elle s'incarne dans des équipements simples et des services numériques complexes dotés d'interfaces intuitives répondant au besoin d'ubiquité de l'usager dans le contrôle de sa consommation énergétique.

Néanmoins, cette domotique plus connectée n'impliquera pas nécessairement un gain majeur en termes de consommation énergétique du secteur ou de réduction des émissions de GES : la véritable innovation en rupture avec les modes constructifs actuels et la rénovation du parc des logements existants n'interviendra qu'à la seule condition de savoir mesurer avec confiance la performance énergétique d'un bâtiment dans le temps ⁽¹³⁾, avant d'optimiser le pilotage fin de ses consommations.

Des systèmes de mobilité économes et optimisés

Avec les nouvelles formes de mobilité (électrique, auto-partage, covoiturage), il devient indispensable de planifier ses trajets, de pouvoir localiser une borne de recharge, d'adopter un mode de conduite économe, de gérer l'énergie à bord

d'un véhicule en fonction de l'environnement extérieur (relief, température...), de rejoindre ses passagers co-voitureurs lors d'un voyage, d'identifier le meilleur parking, de se connecter au système de transport public... Le nombre de véhicules connectés au Web devrait approcher les 150 millions en 2020. Le métier de constructeur automobile va évoluer, passant de fabricant d'objets à fournisseur de services de mobilité. Cette évolution est déjà engagée chez Renault autour du programme Zoé, qui ne pouvait plus être vu comme un véhicule traditionnel ⁽¹⁴⁾. Sur ce programme, Renault a expérimenté de nouvelles formes d'organisation en réintégrant le processus de conception du véhicule dans son écosystème (infrastructures, partenaires, clients).

Ces nouveaux services menacent parfois l'ordre établi : ainsi, UberPOP, un service de covoiturage urbain promu par l'en-

⁽¹³⁾ La grande majorité des bâtiments pilotes ou démonstrateurs est en échec en termes de performance énergétique, celle-ci restant souvent très en deçà de la performance promise.

⁽¹⁴⁾ Intervention de Christophe Midler et de Felix Von Pechmann lors du séminaire « Ressources technologiques et Innovation », sur le thème « Du véhicule électrique à l'électromobilité », organisé le 17 décembre 2014 par l'École de Paris du Management.

treprise californienne de véhicules avec chauffeur, Uber, a été interdit dans plusieurs pays, du fait de la menace de concurrence qu'il exerce sur la profession régulée des chauffeurs de taxi.

Gérer le foisonnement des productions

L'intermittence des énergies renouvelables reste un frein à leur insertion massive sur le réseau électrique. Gérer le foisonnement des productions photovoltaïques consiste à optimiser un « pool » de centrales pour maîtriser leurs variabilités individuelles et lisser cette intermittence. Par exemple, le projet EnRPool ⁽¹⁵⁾ a montré que si l'écart type de la variation de puissance d'une centrale photovoltaïque était de 10 % sur une année, il passait à 5 % pour un pool constitué de vingt de ces centrales, et à 4 % si l'on additionnait toutes les centrales photovoltaïques suivies par RTE (Réseau de Transport d'Électricité). En d'autres termes, s'il reste difficile d'estimer à l'avance la variabilité d'une seule centrale photovoltaïque, il est plus aisé d'estimer la variabilité du pool photovoltaïque national, et donc d'anticiper les stratégies de gestion à mettre en place (pilotage de la consommation, couplage à d'autres sources de production d'électricité, appel à du stockage). Cela requiert une synchronisation de l'ensemble des données de production, ce qui est désormais possible grâce au numérique.

Conclusion

Avec l'amélioration de l'infrastructure physique, l'enjeu majeur des modèles d'innovation dans l'énergie sera de réussir la convergence avec le numérique en remplaçant l'utilisateur au

cœur du système. Seuls les acteurs ayant réussi à adapter leurs modes d'ingénierie et d'innovation, ainsi que leurs modèles d'affaires seront en mesure d'en retirer les bénéfices.

On constate, grâce aux expérimentations menées au sein de la structure Ideas Laboratory à Grenoble, que les approches créatives sont encore peu développées dans le domaine de l'énergie. Pour réussir cette convergence entre numérique et énergie, les acteurs de l'innovation devront élaborer des stratégies d'usage déterminées par des imaginaires porteurs de sens. Or, le domaine de l'énergie est caractérisé par un imaginaire d'usages pauvre, voire parfois négatif (discours moralisateurs ou culpabilisants). Par exemple, donner du sens à une production décentralisée d'énergie pourrait signifier substituer à une perception négative (investissement spéculatif axé sur des réductions fiscales ou placement financier) un imaginaire positif fondé sur le don d'énergie, sur la solidarité et sur l'autonomie dans l'esprit d'un modèle *peer-to-peer*, soit au sein de la cellule familiale (même éloignée), soit au bénéfice de personnes ou de groupes en situation de précarité énergétique.

En un mot, il s'agirait de donner du sens aux technologies de l'énergie en jouant sur les valeurs de liberté, d'autonomie, de partage et de don social afin de renouveler cet imaginaire qui est le moteur de toute innovation.

(15) Projet financé par l'ADEME et coordonné par EnergyPool.

Pas de transition énergétique sans réseau intelligent

Par Ian FUNNELL

Président d'ABB France

Modifier nos schémas de production et influencer sur la demande d'énergie tout en introduisant de nouveaux usages, cela s'apparente à une équation fort complexe.

Les *smartgrids* (comprenez les réseaux électriques intelligents), indispensables à la réalisation de cette transition énergétique, participeront largement à la résolution de cette équation. Toutefois, porteurs d'une véritable mutation des métiers du secteur énergétique, ils nécessitent de la part des industriels la construction d'une véritable stratégie de développement autour de la transition énergétique. Chez ABB, nous avons la conviction qu'une transition énergétique réussie passera par l'activation de trois leviers, à savoir : l'évolution des comportements des consommateurs, l'encadrement normatif et réglementaire et, enfin, le déploiement de solutions techniques. C'est véritablement autour de ce levier technologique qu'ABB ⁽¹⁾, fort de son expertise et de son expérience, peut conseiller les décideurs sur les nécessaires évolutions que devront connaître les réseaux pour permettre cette transition vers un monde durable.

D'ici à 2030, la demande mondiale d'énergie devrait augmenter de 40 %. Réchauffement climatique, épuisement des énergies fossiles, croissance de la population mondiale, émergence de nouvelles technologies, modification des modes de vie... sont autant d'éléments qui nécessitent de repenser notre modèle énergétique tant à l'échelle internationale que locale.

Notre monde est devenu de plus en plus tributaire de l'approvisionnement en électricité et le réseau électrique sur lequel nous avons compté durant des décennies n'a pas été conçu pour répondre aux enjeux d'un nouveau modèle énergétique. Le monde doit donc repenser la façon dont il génère et gère l'électricité.

Les réseaux électriques intelligents sont la réponse à ce défi. Nés de l'association du meilleur des technologies électriques et informatiques, ils peuvent intégrer les énergies renouvelables et équilibrer la consommation d'électricité avec l'offre. Ces nouveaux schémas ouvrent également la porte à de nouvelles technologies, telles que le stockage d'énergie, ainsi qu'à de nouveaux usages, comme les véhicules électriques.

2015 sera résolument l'année de la transition énergétique ! Elle a débuté, en février dernier, avec l'examen du texte de

loi de Transition énergétique au Sénat et se clôturera en décembre avec la tenue à Paris de la 21^{ème} Conférence internationale sur le Climat, dont l'aboutissement sera un accord international visant à contenir le réchauffement climatique en deçà de 2°C.

En France, repenser notre modèle énergétique recouvre plusieurs enjeux avec pour objectif d'arriver à l'adoption à l'horizon 2020 de nouveaux modèles de consommation reposant sur l'émergence des véhicules électriques (objectif de 2 millions de ces véhicules en 2020), la sensibilisation des ménages et des industriels à la notion d'efficacité énergétique (-38 % d'énergie consommée dans le résidentiel) et à l'introduction d'une énergie plus propre et plus durable dans nos schémas de production actuels, à savoir atteindre 23 % d'énergie d'origine renouvelable dans notre consommation finale. Elle vise par ailleurs un rééquilibrage du mix électrique, avec un objectif de 50 % de nucléaire dans ce mix à l'horizon 2025, en plus de la fermeture déjà attendue de certaines centrales électriques thermiques.

(1) Tous les exemples cités dans cet article correspondent à des réalisations du groupe ABB à travers le monde.

Réussir la mutation énergétique, une équation complexe

Bouleverser nos schémas de production et introduire de nouveaux usages, tout en maintenant un niveau de performance technique et économique élevé du système électrique, cela s'apparente à une équation fort complexe.

Les *smartgrids* (comprenez réseaux électriques intelligents), indispensables à la réalisation de cette transition énergétique, participeront largement à la résolution de cette équation.

Placés au cœur du schéma de développement de la 3^{ème} révolution industrielle par l'économiste Jeremy Rifkin, les *smartgrids* permettront, demain, de concilier de façon plus durable et performante la production d'énergies renouvelables avec le développement de nouveaux usages.

Si nous n'en sommes qu'aux balbutiements de cette nouvelle économie, les analystes sont unanimes quant à l'importance que vont prendre les *smartgrids*. Ainsi, on estime que d'ici à 2030, ce marché représentera, en France, 15 milliards d'euros.

Il s'agit véritablement d'une nouvelle économie, car, outre l'adaptation des réseaux électriques existants, les *smartgrids* introduisent plus largement une véritable mutation des métiers du secteur énergétique et de ses approches. *Via* la convergence des technologies informatiques et des technologies d'automatisation (IT/OT) et *via* le développement de solutions logicielles, ils induisent un rapprochement entre acteurs aux métiers différents (énergie, télécoms, logiciels), l'émergence de nouveaux modèles de collaboration entre grands groupes, PME, *start-ups* et collectivités, et une évolution dans la conception de nos bâtiments, usines et villes rendus plus intelligents.

Face à cette révolution, il est important pour les industriels de faire preuve de clairvoyance et de construire une véritable stratégie de développement autour de la transition énergétique et des *smartgrids*, tout en considérant les enjeux de la profonde mutation sociétale qu'ils génèrent et les questions qu'ils soulèvent en matière de cybersécurité et de *big data*.

Au sein du groupe ABB, nous avons la conviction qu'il ne peut y avoir de transition énergétique réussie sans réseau électrique intelligent. Ce dernier constitue un point de passage obligé vers un modèle énergétique plus durable et décarbonné.

Nous avons aussi la conviction qu'une transition énergétique réussie passera par l'activation de trois leviers, qui sont : l'évolution des comportements des consommateurs, l'encadrement normatif et réglementaire et l'encouragement au déploiement de solutions techniques existantes et déjà éprouvées pour répondre aux enjeux.

C'est autour de ce levier technologique qu'ABB, fort de son expertise et de son expérience, peut conseiller les décideurs sur les nécessaires évolutions que devront connaître les réseaux et sur les meilleures technologies et applications disponibles pour permettre cette transition vers un monde durable. Sur l'ensemble du périmètre couvert par les *smartgrids*, depuis les lieux de production de l'énergie électrique jusqu'aux lieux de sa consommation, le groupe ABB est en mesure de déployer

des solutions qui permettront de consommer plus efficacement, plus intelligemment et plus durablement - des solutions qui vont des FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) et des lignes HVDC (*High-Voltage Direct Currents*) à la recharge intelligente des véhicules électriques, en passant par l'automatisation des réseaux et des bâtiments.

Optimiser nos réseaux de transport et de distribution d'électricité, introduire le meilleur du numérique sur ces réseaux pour plus d'efficacité et, enfin, piloter de nouvelles réserves de flexibilité sont autant de grands chantiers qui nous attendent et pour lesquels des solutions existent déjà.

Utiliser les réseaux de transport d'électricité à leur pleine capacité

Nos infrastructures de transport d'énergie électrique ont été conçues pour acheminer à de très hauts niveaux de tension l'énergie générée par des moyens de production centralisés vers les lieux de consommation. Les progrès techniques en matière de surveillance, de protection, d'analyse et de contrôle ont rendu nos infrastructures relativement intelligentes, capables de collecter des informations sur leurs états et de piloter les équipements à distance. Cela étant, pour pouvoir répondre aux défis futurs, notre système électrique devra être à la fois plus étendu et plus intelligent.

Des investissements sont ainsi nécessaires pour adapter ces infrastructures désormais amenées à raccorder des parcs éoliens *offshore*, à transporter des flux d'électricité plus importants entre les territoires et à assurer un équilibre production/consommation plus contraint.

Les pays nordiques ont notamment ouvert la voie avec la mise en service au début de cette année d'une ligne de courant continu à haute tension (HVDC) entre la Norvège et le Danemark, qui doit permettre d'accroître la disponibilité des énergies renouvelables dans le réseau électrique de la région et de contribuer à équilibrer les charges entre le système hydroélectrique de la Norvège et la production d'énergie thermique et éolienne du Danemark.

En France, différents projets d'interconnexion sont à l'étude. Ils permettront de mobiliser 7 gigawatts supplémentaires importés des pays voisins, soit l'équivalent en puissance de 15 parcs éoliens *offshore* ou de 4,5 EPR. Enfin, des investissements réalisés dans des réseaux existants peuvent permettre de sécuriser l'approvisionnement d'une région. C'est le cas des systèmes SVC (*Static Var Compensator* - compensateurs statiques d'énergie réactive) installés par ABB en Bretagne qui ont contribué à accroître la capacité de transit d'électricité vers cette région et à réduire les pertes en ligne.

Améliorer la visibilité et le pilotage des réseaux de distribution

De son côté, le réseau de distribution est également amené à évoluer. En effet, le réseau de distribution que nous connaissons aujourd'hui est fondé sur un accroissement continu :

quand une maison, un bâtiment ou une usine sont construits, le réseau est ajusté. De plus, son dimensionnement a été réalisé pour des flux d'électricité monodirectionnels, c'est-à-dire du réseau de transport vers les consommateurs.

Le réseau de distribution de demain sera bien plus complexe. En effet, c'est sur ces réseaux que viennent et viendront se raccorder la majorité des installations de production d'énergie décentralisées et les bornes de recharge des véhicules électriques. Il devra donc être en mesure de faire remonter plus d'informations sur son état et d'être piloté à distance. À Rome, l'instrumentation du réseau de distribution permet à son opérateur d'avoir une meilleure visibilité des flux et de piloter à distance des relais pour permettre un rétablissement rapide du réseau en cas de défaillance.

C'est également dans ce cadre que s'inscrit en France le déploiement des compteurs intelligents (Linky, pour ERDF) qui offrira aux opérateurs de réseaux de distribution une meilleure visibilité des flux d'électricité sur le réseau basse tension et une meilleure capacité d'action à distance.

La convergence des technologiques d'automatisation (OT) et d'information (IT) au service d'un système électrique optimisé

Pour évoluer vers cette intelligence des réseaux que nous avons évoquée, les systèmes existants d'automatisation du réseau doivent s'adapter afin de pouvoir recevoir et traiter un volume plus important d'informations. Transformées en données exploitables, ces informations seront valorisées pour permettre un fonctionnement plus sûr et optimisé du réseau. Ces évolutions impliquent la mise en place de systèmes plus évolués de SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) – des systèmes qui en offrant aux opérateurs plus de capacité d'analyse et de contrôle permettent à ces derniers d'identifier les défaillances et de résoudre les pannes plus rapidement -, ainsi que le déploiement de solutions logicielles avancées : prévision des productions photovoltaïque et éolienne, prévision de l'évolution de la consommation, de celle des prix et des impacts engendrés sur le réseau, valorisation des flexibilités réparties sur le réseau (entre production, stockage et consommation), anticipation des incidents, outils d'aide à la décision et à l'exploitation à l'usage des opérateurs.

Cette convergence se traduit au sein même d'ABB, avec l'intégration récente de Ventyx, dont les solutions logicielles constituent une passerelle entre les technologies informatiques et les technologies d'automatisation. Grâce au travail réalisé par ABB auprès de l'énergéticien allemand E.ON, l'opérateur de réseau est, par exemple, en capacité, à partir de prévisions météorologiques, d'anticiper des congestions sur le réseau créées par la production des parcs éoliens.

Enfin, la dernière brique d'intelligence réside dans la capacité à communiquer de façon bidirectionnelle les données entre les opérateurs et les infrastructures d'un réseau.

Intégrer de nouvelles réserves de flexibilité dans les systèmes électriques existants

Visibilité et pilotage sont les maîtres mots qui guident les investissements dans la construction d'un réseau plus intelligent. S'ils sont orientés vers les opérateurs, il est primordial de considérer le rôle croissant et central que, demain, les consommateurs auront à jouer à travers le pilotage de leur consommation, devenant ainsi de nouveaux acteurs du système électrique !

À Gotland, en Suède, 40 000 habitants participent ainsi activement à la flexibilité du réseau électrique en modulant leur consommation énergétique. Les particuliers reçoivent des alertes tarifaires en cas de dépassement de consommation et peuvent gérer à distance les équipements de leur foyer. Or, c'est cette maîtrise de la demande en énergie qui représente un gisement de flexibilité très important pour participer à la stabilité du réseau.

La mise en œuvre d'effacements de consommation peut se traduire soit par l'arrêt (ou le report) du fonctionnement d'une partie des postes de consommation d'un site (*process*, HVAC, ballon d'eau chaude...) soit par l'autoconsommation d'une production locale issue d'un groupe électrogène ou d'un stockage d'énergie. Pour valoriser ces gisements de flexibilité, les bâtiments ou industries concernés rendus intelligents (on parle de *smart home*, de *smart building*, de *smart factory*) devront être instrumentés, c'est-à-dire équipés d'un comptage énergétique précis et communiquant, d'équipements pilotables et de systèmes avancés de pilotage énergétique.

Enfin, d'autres leviers de flexibilité seront à chercher en recourant à des solutions de stockage d'énergie couplées à une installation de production d'énergie ou directement raccordées au réseau de distribution. Ainsi, à Dietikon, dans le canton de Zurich, un stockage d'énergie d'une puissance d'un mégawatt et d'une capacité de 500 kilowattheures a permis à une centrale électrique d'optimiser sa production et de contribuer à la stabilité du réseau.

Permettre de nouveaux usages, comme la recharge intelligente de véhicules électriques

L'efficacité énergétique dans les transports passe par le développement de la mobilité électrique, notamment des véhicules électriques. La loi de Transition énergétique intègre un objectif de 2 millions de véhicules électriques à l'horizon 2020 en France, ce qui implique le déploiement d'infrastructures de recharge de ces véhicules dans nos maisons, dans les entreprises et sur la voie publique. L'objectif affiché est de 7 millions de bornes en 2020. Dans le cas où la moitié de ces véhicules se rechargerait en même temps, c'est l'équivalent de deux ou trois réacteurs EPR qu'il faudrait mobiliser de façon instantanée pour pouvoir répondre à cette demande.

Un déploiement d'une telle ampleur mettrait en difficulté la sécurité du réseau électrique s'il n'était pas coordonné avec les opérateurs lors de sa construction et de son exploitation.

L'enjeu est donc pour l'opérateur de moduler l'alimentation de ces bornes en fonction des contraintes du réseau, des besoins de l'utilisateur et des caractéristiques du véhicule. Des stations de charge rapide équipées d'un stockage tampon permettraient de réduire la puissance appelée sur le réseau. C'est sur ce type de solution que le groupe ABB travaille pour le transport individuel comme collectif.

Une approche similaire peut être adoptée pour les autres réseaux de transport électriques (tramways, métros, bus électriques) afin de limiter les puissances de soutirage sur le réseau. À Genève, le projet TOSA de bus électriques qui se rechargent en « flash » lors de leurs arrêts en station, a permis de réduire par 10 la puissance appelée sur le réseau grâce à un stockage tampon ⁽²⁾. En 2012, c'est une solution de récupération de l'énergie pendant les phases de freinage des trains qui a été mise en œuvre à Philadelphie (États-Unis), apportant ainsi plus de stabilité au réseau électrique local.

S'il est beaucoup question des technologies, n'oublions pas que l'homme est un rouage clé de la révolution énergétique.

Le consommateur peut évoluer dans le système le plus efficace et le plus intelligent du monde, mais s'il ne perçoit pas de bénéfice immédiat, son comportement restera inchangé et nous ne relèverons qu'à moitié le défi qui nous a été lancé. Il est donc urgent de traduire cette intelligence en une proposition qui soit attractive pour le client final. À cet égard, les pouvoirs publics ont donc un rôle considérable à jouer dans la définition d'un cadre réglementaire permettant d'encadrer la dérégulation du marché de l'électricité, d'instaurer des mécanismes tarifaires incitatifs pour encourager le développement de comportements durables, mais aussi dans la constitution d'un marché de capacités devant permettre de contribuer au déploiement des technologies de flexibilité nécessaires au fonctionnement intelligent du réseau électrique.

Même si elle peut s'appuyer sur des technologies et sur des approches novatrices, la transition énergétique ne se fera pas sans que nous changions nos comportements, et, intelligents, les réseaux ne le seront pas sans l'homme.

(2) Voir <http://www.avem.fr/video-1086-bus-electrique-et-charge-ultra-rapide-reportage-sur-le-projet-tosa.html>

Développer les
infrastructures
de la ville de demain ?

Certainement.



Les technologies d'ABB optimisent la production d'énergie, rendent plus efficace et fiable son transport et facilitent sa distribution intelligente. Nos solutions analysent l'état du réseau en temps réel, permettent des ajustements rapides de puissance et évitent les instabilités de réseau. Nos innovations aident à combler des déficiences d'approvisionnement par des systèmes de stockage d'énergie et permettent aux réseaux électriques de fonctionner plus efficacement. Aujourd'hui, nous construisons un réseau électrique intelligent pour le 21^{ème} siècle. www.abb.fr

ABB France
Contact Center

N° Azur 0 810 020 000
PREMIER APPEL LOCAL



Power and productivity
for a better world™



Pour la performance des bâtiments, osons l'innovation communicante

Par Carole LE GALL

Directrice générale du Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB)

La transition énergétique et écologique pose des défis passionnants à l'ensemble des acteurs du bâtiment et, en premier lieu, à ceux qui vont occuper les logements : nous tous, citoyens-consommateurs-habitants. Quelles offres les acteurs de la construction peuvent-ils nous proposer en réponse à nos attentes ?

Aujourd'hui, on attend beaucoup de choses d'un bâtiment : qu'il soit sobre - c'est l'objet de la transition énergétique et écologique - mais aussi qu'il soit sûr et sain, et qu'il réponde aux besoins des habitants-usagers, le tout pour un prix acceptable... Pour obtenir plus d'efficacité énergétique et assurer, dans le même temps, autant si-

non plus de confort et de sécurité, bref pour obtenir mieux et moins cher, il faut innover !

Le secteur de la construction a toujours innové (nouveaux matériaux, nouveaux équipements, nouvelles architectures), mais plutôt dans la discrétion, chacun dans son domaine,



Les différentes équipes ayant participé au concours architectural organisé dans le cadre de Solar Decathlon 2014.

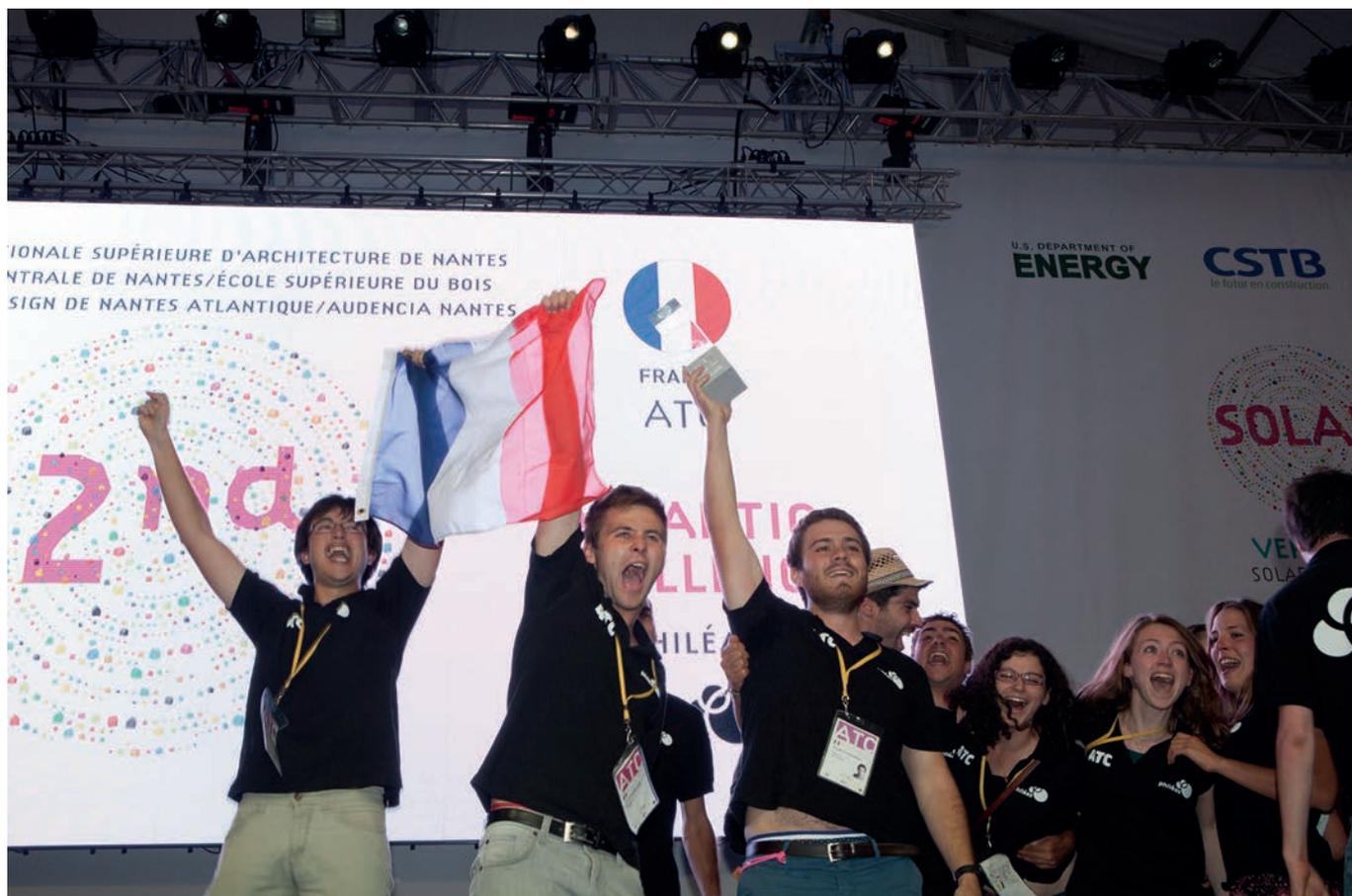


Photo © Solar Decathlon Europe/Jason Flakes

L'équipe d'étudiants nantais ayant obtenu le second prix au concours architectural Solar Decathlon 2014.

chacun dans son projet. Aujourd'hui, le niveau des défis techniques, économiques et sociaux à relever est tel qu'il impose un changement de paradigme : passer de cette innovation « discrète » (incrémentale) à une innovation communicante, à la fois collaborative et diffusante.

Collaborative, car la performance technico-économique attendue des bâtiments réside dans l'association de savoir-faire : c'est la qualité de l'interfaçage entre différentes technologies et différents métiers qui permet d'atteindre la performance voulue. Il faut notamment soigner l'articulation entre les solutions d'isolation du bâtiment (travailler l'étanchéité) et l'ensemble des ouvertures permettant d'assurer les alimentations indispensables en air, en eau et en énergie (travailler les circulations). Or, outre la grande diversité des composants et techniques utilisés, l'intervention des différents corps de métier du bâtiment s'opère encore trop souvent sans qu'il y ait une réelle coordination, sans véritable collaboration.

Diffusante, car, pour réussir, il faut toucher des acteurs nombreux et très divers : les entreprises du bâtiment et leurs différents corps de métier, les bureaux d'études, les architectes, les industriels fabricants d'équipements, les fournisseurs de matériaux, les maîtres d'ouvrage et les grands donneurs d'ordres (État, gestionnaires de logements sociaux, investisseurs...) et, enfin, les ménages. Ce sont ces derniers qui achètent, qui font que le marché fonctionne... ou pas. Ce sont les consommateurs qui suscitent l'innovation, qui font les innovateurs !

C'est tout le concept porté par l'*Energiesprong* aux Pays-Bas. L'article de Jasper van den Munckhof et de Ron van Erck, également publié dans ce numéro de *Responsabilité & Environnement*, met précisément l'accent sur le défi que pose ce nécessaire changement de paradigme, que seul peut permettre un changement d'échelle du marché. Mais sommes-nous prêts, nous en France, à sauter le pas ? L'économie, c'est avant tout la confiance : un des premiers enjeux, c'est donc de donner confiance dans l'innovation, c'est même de donner envie de cette innovation, de la rendre attractive, de démontrer que tout est possible.

Alors place à la nouvelle génération de bâtiments à énergie positive !

L'engagement de la France dans cette voie d'innovation a été illustré par l'organisation dans notre pays du Solar Decathlon Europe 2014, sous l'égide du ministère du Logement avec l'appui des ministères chargés de l'Écologie, de la Culture, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche. Organisée par le CSTB, cette manifestation a permis de mettre sous les projecteurs le talent, les savoir-faire et les compétences techniques mobilisés par 800 étudiants, issus de 16 pays et de 3 continents, dans leur quête de solutions innovantes pour un habitat plus sobre, davantage respectueux des ressources naturelles et n'utilisant, comme sources d'énergie, que le solaire thermique et le photovoltaïque.

La présentation des résultats de cette compétition internatio-

nale (représentant deux ans d'un travail allant de la conception du projet jusqu'à sa réalisation concrète) a eu lieu dans le Parc du Château de Versailles. Ce sont ainsi 20 prototypes d'habitat, en taille réelle, qui ont été présentés, ceux-ci préfigurant ce que pourrait être le logement du futur.

Le public a répondu présent. En 17 jours d'exposition et de compétition, ce sont plus de 80 000 visiteurs qui ont pu découvrir les 20 prototypes en compétition, correspondant à autant de beaux appartements ou maisons à énergie positive.

Sur ces 20 prototypes, tous équipés d'une installation solaire photovoltaïque (d'une puissance limitée à 5 kilowatts-crête pour respecter les contraintes d'intégration architecturale), 17 ont présenté un bilan énergétique positif, chacun d'eux ayant affiché une production d'énergie de 1,5 à 2 fois supérieure à sa propre consommation d'énergie. La production énergétique de l'ensemble des projets en compétition a été supérieure de près de 1MWh (981,8 kWh très exactement) à la consommation totale enregistrée, et ce alors même que la météo n'avait pas été très clémente (avec six jours de pluie sur la durée totale de Solar Decathlon, soit dix-sept jours), démontrant ainsi tout le potentiel de l'énergie positive, même sous la pluie !

Au-delà du succès populaire, Solar Decathlon a été un véritable espace d'échanges avec les professionnels, avec pas

moins de 225 visites guidées, 72 conférences ou rencontres professionnelles, auxquelles ont participé plus de 12 000 personnes.

Plus qu'une compétition (qui a vu le triomphe d'étudiants romains, devant respectivement des étudiants nantais (présentant un projet de rénovation d'un immeuble) et une équipe représentant les Pays-Bas (avec le projet « Prêt à loger » (ou *Home with a skin*))⁽¹⁾, Solar Decathlon a été un forum majeur pour l'ensemble des acteurs du monde du bâtiment et de celui des énergies renouvelables.

Une communauté d'acteurs qui a pu démontrer qu'une autre façon de construire et de rénover était possible, reposant sur des solutions performantes présentant un fort attrait pour le public et la société dans son ensemble, sur la voie d'une transition énergétique réussie.

Alors, faisons le savoir !

Pour plus d'info : <http://www.solardecathlon2014.fr/en/>

(1) Ce projet est de même nature que celui porté par Energiesprong, décrit dans l'article de Jasper van den Munckhof et Ron van Erck.



Vue de la maison à énergie positive réalisée par l'équipe Delft University of Technology_Team Prêt-à-Loger, représentant les Pays-Bas au concours architectural Solar Decathlon 2014 (troisième prix).

A house makeover paid for by your energy bill

By Jasper van den MUNCKHOF

Director Energiesprong

and Ron van ERCK

Manager European Markets

In the Netherlands, 27 social housing associations (HLM's) and a group of builders are refurbishing 111,000 houses to Net Zero Energy levels. Net Zero Energy means that the house annually produces the same amount of energy that is used for heating, hot water, lights and electric appliances. Remarkably, the refurbishments take only one week; the builder provides a 40-year guarantee on the energy performance and the refurbishments are done without government subsidies. The best part is: the people living in these houses are very happy with their refurbished new homes. In 2015, these solutions are also brought to the private market. The deal is the same: A Net Zero Energy makeover, with no additional cost for the homeowner. It sounds too good to be true. How was this achieved and could this be done in France?

Increasing numbers of people want to feel that they can play a role towards ensuring healthier, more sustainable communities and these concerns more often also include ensuring cleaner air and environment. Unfortunately growing environmental concerns have been matched by growing energy bills and fuel poverty is on the rise across France and the rest of Europe. What if we could offer people a solution to all these problems in one go? Is it possible to rapidly modernize and improve the way our homes look, at no extra cost to householders while greening our communities, lowering their energy bills and developing a competitive industry for energy efficiency solutions in buildings?

This may sound like a utopian vision of the future but it is already starting to happen in the Netherlands, and France could soon be taking a similar lead.

In the Netherlands, 27 social housing associations (HLM's) and a group of builders are refurbishing 111,000 houses to Net Zero Energy levels. Net Zero Energy means that the house annually produces the same amount of energy that is used for heating, hot water, lights and electric appliances. Remarkably, the refurbishments take only one week; the builder provides a 40-year guarantee on the energy performance and the refurbishments are done without government subsidies. The best part is: the people living in these houses are

very happy with their refurbished new homes. In 2015, these solutions are also brought to the private market. The deal is the same: A Net Zero Energy makeover, with no additional cost for the homeowner. It sounds too good to be true. How was this achieved and could this be done in France?

Let us look at the problem first. Governments want to drastically improve the energy efficiency of the building stock but cannot seem to make this happen at sufficient scale and pace. There are two main reasons why reducing energy consumption of the building stock is one of the biggest challenges when moving towards a sustainable energy system. First, the pace of replacing buildings is slow. Solutions must fix existing buildings, which is harder than designing a new product (or building) from scratch. Second, the possible reasons why people may choose to invest to refurbish their real estate are diverse and surely cannot be triggered in masses solely based on an economic (or environmental) rationale.

This challenge is therefore much harder than for instance transforming cars that have a lifetime of 15 years to drive on electricity (France is actually leading that transformation in the EU, with over 15.000 new electric vehicle registrations in 2014) or transforming the electricity generation mix.

How are we going to transform 30 million houses in France (or 150 million in Europe) to a high-energy efficiency standard

when building owners cannot be persuaded by economics alone?

Make something people want to buy

Let us start with how people today like to buy things. For instance, when buying a car or a new kitchen, we tend to go to shops where helpful sales people offer advice on a range of products in a cosy shop environment. We can even do Internet research to compare or buy online. We have a sense of what a brand stands for and whether we like that brand. Products normally come with a performance warranty. There may be a credit facility accompanying the product for those who cannot afford to pay the full amount at once. The product can be delivered to our home if we want and we have a sense that the price we pay is reasonable for the product because the brand reputation is at stake and the product competes with other brands.

Now let us look at somebody who wants to give his or her house an energy refurbishment. Typically, we end up with the construction company recommended by our neighbour because he used them last year and he said they were ok. We have no idea what a reasonable price is or whether the company is aware of the latest (or cheapest) components for the solution they propose. If we were to ask for a Net Zero Energy performance upgrade to eradicate our future energy bills, we would most likely be told it is not possible. If we were to insist, we would discover that the builder's quotation costs much more than the energy cost savings would ever return. A generic warranty would typically not be provided and a warranty on the energy performance would certainly be out of the question. Next stop: the bank. financing a retrofit is not something banks will automatically approve. A detailed as-

essment is made of your income and the added value to the house, crosschecked with rules and regulation of mortgage caps. If any of us were persistent enough to overcome these hurdles, we would be faced with weeks or rather months of rubble and disturbance in our house and quite some uncertainty of what the end result would look like. This is not an attractive proposition. This needs to change.

Let us start with the costs. To ensure that the (majority of the) refurbishment costs are met by the resulting energy cost savings, prices must go down dramatically. In order to make these refurbishments attractive, delivery times must reduce to days instead of months. In order to turn energy costs into a revenue stream to recover the costs of investment, in many cases a financier is needed to provide the necessary, upfront capital. To convince the financier that this investment is secure and worthwhile, a long-year energy performance warranty must be guaranteed on the refurbished house.

Today, a Net Zero Energy refurbishment of a house costs substantially more than the net present value of today's energy bill. Therefore, we need an intensive innovation process in the construction sector focused on cost reduction, intervention time reduction and energy performance guarantees. This will require moving from doing one-off projects towards developing mass-produced refurbishment packages with a performance standard. And then these packages will be sold in shops, which are cosy and have helpful staff. To catalyze that innovation process, first a large demand volume that asks for this new product is needed.

This means house owners need to collectively ask for a different type of offering from builders. Only a large volume of articulated demand will convince builders to put in the substantial innovation investment needed to develop attractive and affordable Net Zero Energy refurbishment packages. Once



An example of a (colorful) Net Zero Energy makeover. About 200 of these prototypes and first phase test makeovers have now been completed.



The building blocks of the technical solution for row houses as used in one of the early models. The Energiesprong philosophy does not only apply to external wall insulation. It is about developing industrialized solutions with an energy performance guarantee that are quick to install. This could also include (partial) internal insulation solutions.

the prospect of substantial demand and suitable supply becomes apparent, a wider range of finance providers will be able to evaluate this new proposition to offer tailored financial products and governments will be able to create the an enabling regulatory environment.

These days, the construction sector is not typically regarded as being among the most inventive. Its corporate brands do not carry anything like the same innovation capital as the likes of Apple, Google and Intel. However, it does not lack talent and capacity for innovation. Rather, it is the market that will either continue to constrain or drive innovation within the construction sector. If market conditions can be changed and large-scale demand can be organized, the construction sector will innovate to offer better products faster than ever before. We know this because it is happening in the Netherlands.

The Dutch have organised such large-scale demand to secure a contract to refurbish 111,000 houses to Net Zero Energy levels guaranteed for 40 years and installed within one week. While this proposition may sound impressive enough, these rational value drivers are not the reasons why people decide to buy at scale. The other requirement the retrofits need to fulfill is that people need to like it. It needs to improve the look and feel of their house. People will not invest if it is poor quality, too expensive or when it is too much hassle to buy or have it installed. However, the most positive motivation comes from how people will feel about the result on their house and in the Netherlands, the feedback from residents has been overwhelmingly happy.

The independent market development team

How did this come about in the Netherlands? The Dutch government realized something very important five years ago. They realized that their efforts to stimulate the market did not grow in a systemic way. There was nobody directing these efforts, also because nobody really knew where to go. Therefore, they stopped using typical prescribed subsidy programmes for so-called “innovation” projects in the buildings sector. Instead, they decided to give €50 million to a market development team. To be successful, it was essential that the market development team would be independent. This implied it was required to create a new team instead of bringing together a working group of people from existing parties that are actors in the domain. The interests, attitudes and working methods vested in these parties (including the government) had led to the status quo, as it existed. The objective was to change that rapidly and using the same ingredients is not a good basis to expect a different outcome. The independent non-for-profit team was called “Energiesprong” meaning “saut d’énergie” and their assignment was: make the mass market for energy efficiency solutions in buildings a reality in five years. They hired three bright, unconventional minds, who started doing different experiments, learning quickly that when you set the bar high (Net Zero Energy) you not only directly get the end result you aim for, but also current market conditions must change. This gives innovation the quickest boost.

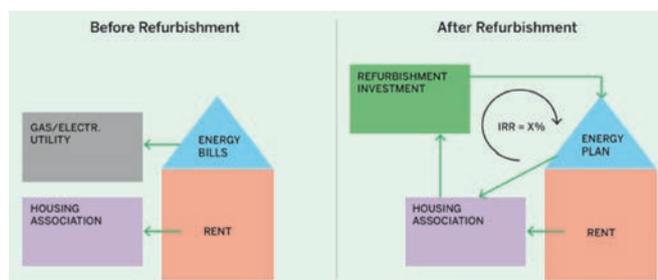
D.R.

When that approach was understood, the team started to condition the market by putting social housing stock up for refurbishment, asking only for a set of specific functional requirements (costs, performance, warranty, intervention time). These demands need to leave as much freedom to consortia of builders to freely create total, integrated concepts.

The builders bidding on the refurbishment tenders were required to share the proposed solutions in a public presentation. The parties who made the best offerings were selected and, based on the gathered knowledge in the presentations from all the different parties, these top bidders were given a more challenging request incorporating the best ideas delivered by the market. This process was repeated several times, which resulted in greatly and rapidly improved quality of offerings.

The key for motivating the construction sector to openly sharing their ideas was to convince them to unleash their abilities to deliver rapid innovation in order to drive towards a more prosperous sector overall. They were convinced to respond to the challenge of transferring a multi-billion annual collective household energy bill into a new market for the construction sector. If that works, the refurbishment market would be much bigger than any construction company could deal with on its own.

Energiesprong subsequently worked towards the 111 000 deal to motivate the construction sector to deliver improved solutions, to encourage government to lift regulatory barriers and drive financiers to re-evaluate financing conditions. This was decisive in motivating the first construction companies (which formed consortia of suppliers and developers) to do the required investment in further developing concepts and



Graphique 1: The financing of the refurbishment is done by giving the tenants an “energy plan” including a guarantee for a hot house (22 degr.), warm water (certain amount of shower time per day) and an electricity bundle for electric appliances for which they together pay a fixed monthly fee. If they exceed that agreed amount of energy performance, they pay the additional electricity consumption to the utility. The bundle fee is paid to the housing association (HLM). This pays of the investment. In the private sector it works similarly, with an increase in mortgage installments to finance the investment covered by the reduction in energy costs. In the Dutch case, the cost of living stays therefore the same for tenants or private homeowners.

investing in factories required to pre-fabricate these refurbishment solutions with a view to scale. It helped the government to change regulation (i.e. ability for associations to collect the energy plan money) and it made the financier revalue the properties that would be refurbished in order to free extra room to borrow money. The first 200 prototypes and test houses have been built. By the end of next year, there should be 10 000 Net Zero Energy refurbishments completed.

Following that deal, Energiesprong is now working to bring these refurbishment packages to the private homeowner sector. Although the affordable, quick to install product with a warranty is now emerging, that individual homeowner still cannot go to a cosy shop where he or she is tended to by a helpful sales person. Our next challenge: how do we get these solutions sold in a shop, in the same way IKEA sells its kitchens? This challenge is not yet solved, but the potential solutions are a whole lot easier to imagine now the product exists.

The enormous scalability

A common question is whether this only works for certain houses that all look the same. In fact, it is mass customization. Houses are all 3D scanned and refurbishment packages are individually produced because even a set of row houses are not all exactly the same, even if it looks like they are. The focus until now has been on the most prevalent typologies of houses in the Dutch market of which 2.3 million houses in the Netherlands exist, but flexibility will increase over time with the number of possible solutions. The first designs will establish whole new supply chains based on prefabricated industrially production methods providing new platforms for further, interactive innovation process (very much like the car industry).

A final benefit is the additional economic stimulus to the buildings and construction sector. The Dutch economic institute for the building sector has published a study claiming that the 111 000 deal alone creates 9000 extra jobs between 2015 and 2020. The reason is simple: the employment per euro spent on energy bills is much lower than the employment per euro spent on a refurbishment solution. Also in a construction sector where solutions are less labor intensive and industrially produced. Moreover, we invest now to reduce an energy expense over 40 years. The benefits are current, something at least most Dutch politicians seem to appreciate.

Though the stock of buildings and the starting conditions are certainly not the same between the Netherlands and France, a similar success story is possible in France, if policy makers give the necessary support, both in terms of public support and seed funding.



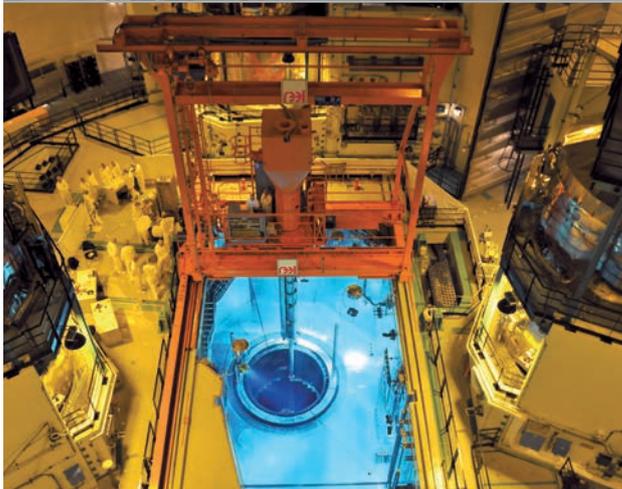
المكتب الوطني للهيدروكربونات والمعادن
OFFICE NATIONAL DES HYDROCARBURES ET DES MINES

86 ans d'expertise

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



www.onhym.com



En s'appuyant sur près de 70 ans d'expérience dans la manutention et le levage, RÉEL développe, construit, installe et maintient des systèmes complexes de manutention. Ces systèmes sont au cœur des processus industriels de ses clients, partout dans le monde, en particulier dans les domaines de l'énergie (nucléaire et hydroélectrique), de l'aéronautique/aéroportuaire, de la métallurgie, de la défense et de l'offshore.

Dans l'Énergie nucléaire, RÉEL intervient sur toutes les étapes clé du cycle du combustible. Les équipements sont conçus et réalisés pour répondre aux exigences les plus extrêmes en matière de sûreté de fonctionnement, tout en assurant des performances en exploitation élevées. En France, RÉEL est un fournisseur d'équipements et de services sur l'ensemble du parc EDF de centrales nucléaires et sur le parc AREVA, CEA et ANDRA, des installations amont et aval du cycle. De ce fait, RÉEL détient une expérience unique qu'il propose aux exploitants dans les pays comme la Chine, la Corée, la Finlande, la Suisse, l'Allemagne et la Grande-Bretagne, ainsi que sur les futurs programmes nucléaires en Arabie Saoudite, Inde, Pologne, Afrique du Sud ou Turquie, entre autres.

www.reel.fr

> PMC : pont perche du bâtiment combustible en montage sur site
EPR Flamanville 3 - France

> PMC : machine de chargement du premier CPR1000
Ling Ao 3&4 en 2010 - Chine



Systèmes
de manutention
et levage

In Memoriam : Luc OURSEL

Par Jean-Pierre CLAMADIEU

Lorsque j'ai accepté la responsabilité de coordonner ce numéro des *Annales des Mines*, je me suis naturellement tourné vers Luc Oursel, mon ami et camarade de promotion du Corps des Mines, pour lui demander une contribution qui aurait été - j'en suis convaincu - l'un des articles marquants de ce numéro. Luc a en effet construit étape après étape une carrière largement tournée vers la compréhension des défis énergétiques auquel le monde doit faire face, mais surtout vers la recherche de réponses convaincantes à ces défis. Il était parmi les dirigeants français opérant à l'interface des secteurs publics et privés l'un de ceux qui connaissaient le mieux ce sujet, et il savait l'aborder avec une vision claire de l'intérêt national.

Luc Oursel nous a quittés le 3 décembre 2015 après un combat courageux contre une implacable maladie qui l'avait obligé à se mettre en congé de la direction du groupe Areva quelques semaines auparavant. Luc était entré chez Areva il y a sept ans et en avait pris la direction en 2012. Il a assumé jusqu'au bout la direction d'un groupe soumis à une pression considérable, notamment depuis la catastrophe de Fukushima, qui a eu des conséquences majeures sur le développement de l'industrie nucléaire mondiale.

Ingénieur civil (P78), puis ingénieur du Corps des Mines (CM81), il débuta son activité professionnelle en tant que

responsable de la division Énergie de la DRIRE Rhône-Alpes et chargé de cours d'économie des ressources naturelles à l'École des mines de Saint-Etienne, avant d'être nommé chef du service de l'Électricité et du Charbon à la direction générale de l'Énergie et des Matières premières. Il termina sa carrière dans l'administration en tant que conseiller technique de Pierre Joxe, ministre de la Défense, en charge des affaires industrielles.

Il rejoignit ensuite Schneider Electric, où il dirigea des filiales en Chine et en Italie, notamment. Après un passage chez Sidel et Geodis, il intègra Areva qui lui offrit l'opportunité de servir son pays dans un secteur pour lequel il avait une véritable passion et une légitimité incontestable. À côté de cet engagement professionnel au plus haut niveau, il était aussi membre du Conseil français de l'Énergie et président de la Fondation Georges Besse ainsi que de l'Association Nationale de la Recherche et de la Technologie (ANRT).

À ceux qui ont eu la chance de le côtoyer, il offrait un visage souriant et courtois, tout en manifestant en toute circonstance une soif d'action et une opiniâtreté remarquables. Sa carrière fut comme sa vie, pleine, engagée et marquée par cette double passion, le service de l'État et le secteur de l'énergie.

BOURRIER Hervé

Hervé Bourrier est diplômé de l'École Nationale Supérieure de Chimie et de Physique de Bordeaux (1986) et est titulaire d'un MBA du Cedep/Insead (2000).

Il débute sa carrière, en 1987, dans le secteur de l'automobile (Dunlop-Sumitomo) en qualité d'ingénieur, puis, en 1989, il rejoint le groupe Rhône-Poulenc pour y occuper différentes fonctions dans le développement produits, le marketing, le commercial et la stratégie.

En 2000, il intègre le groupe Pechiney en tant que directeur d'un centre de profit. Il exerce par la suite différentes fonctions en matière de finances et de gestion de projet à l'international. En 2006, il est nommé directeur des Affaires gouvernementales du groupe Alcan en France, suite à l'acquisition de Pechiney.

En 2008, il quitte le groupe Alcan devenu Rio Tinto pour rejoindre le groupe ArcelorMittal en tant que General Manager. Il est, depuis 2009, directeur général d'ArcelorMittal France. Il est également président de l'UIR (Union des Industries du Recyclage) et vice-président d'EPE (Entreprise pour l'Environnement).

FUNNELL Ian

Ian Funnell est depuis novembre 2014 président d'ABB France, occupant auparavant (depuis novembre 2012) le poste de vice-président Groupe en charge de l'ensemble des activités d'ABB concernant le groupe EDF (au niveau mondial).

Originaire d'Ecosse, Ian Funnell est diplômé de l'Université des Sciences de l'Ingénierie d'Aberdeen et a acquis une solide expérience dans le domaine de l'énergie, notamment à l'international.

Ian Funnell a débuté sa carrière chez Scottish & Southern Energy (SSE), où il était en charge des activités liées à la production, à la distribution et à la transmission d'énergie.

En 1999, Ian Funnell rejoint une première fois ABB, où les activités qu'il exerce sont liées à la production, puis aux utilities et aux secteurs du gaz et du pétrole. En 2007, Ian Funnell revient chez SSE en tant que directeur des Grands Projets. Il est alors responsable de la politique d'investissement de SSE dans des projets de production d'énergie thermique et hydraulique, de stockage du gaz et de construction d'infrastructures de transmission. Avant de réintégrer ABB en 2012, Ian Funnell était directeur général de Scottish Hydro Electric Transmission PLC, pour le compte duquel il a conduit le plus important programme d'investissement, participant notamment aux négociations portant sur la réalisation des plus grands projets d'infrastructures de transmission d'énergie de toute l'histoire du Royaume-Uni.

Ian Funnell est membre de l'Institution of Engineering & Technology, de l'Institut des directeurs et membre du World Economic Forum Taskforce for Infrastructure Investment.

HENRY Jean-Philippe

Diplômé de l'École Nationale Supérieure des Télécommunications (Télécom Paris-Tech) et titulaire d'un Mastère

Spécialisé Supelec (Management des Métiers de l'Énergie), Jean-Philippe Henry est directeur Energy Solutions Siemens France.

Après avoir travaillé à France Telecom R&D dans le domaine des communications numériques, il rejoint Thalès Air Systems pour exercer des fonctions au sein de la direction technique. À partir de 1997, il est responsable de projets clés en main au sein du groupe Siemens. Depuis 2008, il est responsable au sein de Siemens France des activités impliquées dans la conduite des projets de construction de Centrales Gaz à Cycle Combiné. Depuis 2013, il est également en charge des activités de cogénération gaz et biomasse.

Jean-Philippe Henry est membre du conseil d'administration de la Société des Électriciens et des Électroniciens.

LAVERGNE Richard



Richard Lavergne est ingénieur général du Corps des Mines et est diplômé de l'École polytechnique. Depuis 2008, il exerce les fonctions de conseiller du directeur général à la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de conseiller « Énergie-Climat » auprès du commissaire général au Développement durable, au sein du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Il exerce également les fonctions de secrétaire général du comité pour l'Économie verte, de vice-président du comité pour la Coopération à Long Terme de l'Agence Internationale de l'Énergie et de président (pour l'Union européenne) du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du dialogue énergétique Union européenne-Russie. Il est également membre du comité de direction de l'Association française des économistes de l'énergie et sherpa français pour le European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). 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), l'organisme national d'accréditation pour les laboratoires d'essai et d'analyse.

LECHÊNE Jean-Marc



Jean-Marc Lechêne a rejoint Vestas Wind Systems A/S en juillet 2012 en tant qu'Executive Vice-President et Chief Operating Officer. Il est membre du comité exécutif ainsi que du conseil d'administration de cette société.

Avant de rejoindre Vestas, Jean-Marc Lechêne a dirigé, pendant plus de quinze ans, pour Michelin et Lafarge d'importantes unités opérationnelles situées en Europe, en

Amérique du Nord et en Chine. Auparavant, il a travaillé pendant cinq ans avec le cabinet de conseil McKinsey.

Jean-Marc Lechêne est ingénieur civil de l'École des Mines de Paris et est titulaire d'un MBA de l'Insead Fontainebleau.

LECHEVIN Bruno



Bruno Lechevin est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'Institut des hautes études de Défense nationale. En 1976, il devient président national de la Jeunesse Ouvrière Chrétienne et intègre, en 1979, EDF-GDF Services. Puis, il est successivement : secrétaire fédéral de la fédération Gaz-Électricité de la CFDT de 1983 à 1988, secrétaire général de cette même fédération de 1988 à 1997 et secrétaire fédéral de la fédération Chimie-Énergie de 1997 à 1999. En parallèle, il est membre du Haut Conseil du Secteur public de 1992 à 1999. De 2000 à 2008, il est commissaire au sein de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). En avril 2008, il est nommé délégué général auprès du Médiateur national de l'Énergie et conseiller spécial du président de la CRE. Il est également vice-président de l'Association Électriciens sans frontières. En mars 2013, il est nommé président de l'ADEME. Bruno Lechevin est Chevalier de la Légion d'honneur et Chevalier de l'ordre national du Mérite.

LE GALL Carole



Carole Le Gall is Chief Executive Director of the CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment), since 2009. CSTB, Scientific and Technical Centre for Building, is the French public organization for innovation in building which performs four key activities, namely research, expertise, evaluation and dissemination of knowledge, organized to address sustainable development challenges in construction.

Carole Le Gall has an extensive experience in research and expertise management and in projects developments ranging from local to international partnerships. Prior to joining CSTB, she was the Operational Director for Energy, Air and Noise at ADEME, the French Agency for Environment and Energy Management. From 2001 to 2006, Carole Le Gall was Deputy General Manager of Nantes Metropole (urban community of Nantes) in charge of economic development, research and high level education, and metropolitan international development. Previously, she was head of the industrial development division of the French Ministry of Economics, Finance and Industry, for the Pays de la Loire region, and economic affairs adviser of the Prefecture Regional Affairs Secretariat. Prior, she was head of section in the Paris Ministry of Industry, metrology division.

General Engineer of the Corps des Mines (French Engineering Corps of Civil servant), Carole Le Gall is also an alumna of the Massachusetts Institute of Technology (MIT), USA.

Carole Le Gall is Board member of AFNOR (French Standard Association) and CETIAT (Technical Center of heating, ventilation and air conditioning industries). She is member of CIB Board since 2010 and co-chaired SBA (Sustainable Building Alliance) 2009-2012. She also co-chaired ISO Strategic Advisory Group on energy efficiency and renewable energy 2007-2012.

MAISTRE (de) Christophe

Christophe de Maistre est diplômé de l'École d'ingénieurs, l'Institut Supérieur de Mécanique de Paris. Il est également titulaire d'un D.E.A. de l'École Normale Supérieure (Cachan) et d'un eMBA (Duke University).

Christophe de Maistre intègre le groupe Siemens en 1991. Il y occupe diverses fonctions marketing en Allemagne et en France avant d'être nommé General Manager Automation & Drives Electrical Technologies de Siemens Ltd China (1998/2002). Par la suite, il est successivement Corporate Account Manager Group de Siemens AG pour les groupes de distribution REXEL et SONEPAR (2002/2005), General Manager A&D Low Voltage (Systèmes & Produits) de Siemens Ltd China (2005/2008) et, enfin, Senior Vice-President Siemens Building Technology North-East Asia (2008/2010). Début 2011, Christophe de Maistre est nommé président de Siemens France et est aussi en charge des fonctions de président Europe Sud et Ouest entre 2011 et 2013.

En février 2014, Christophe de Maistre est nommé membre, au titre des entreprises, du conseil de la simplification pour les entreprises.

En juillet 2014, il prend la présidence de l'Association Pacte PME.

MANDIL Claude



Claude Mandil est ancien élève de l'École polytechnique et est ingénieur général des Mines (e.r.).

Il débute sa carrière dans l'administration exerçant en régions Bretagne et Lorraine, puis après un passage à la DATAR, il exerce de nouveau en région, comme directeur interdépartemental de l'Industrie à Nantes.

En 1981, il devient conseiller technique chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de la Recherche au cabinet du Premier ministre, Pierre Mauroy.

En 1983, il devient président-directeur général de l'Institut de Développement Industriel (IDI), qu'il quitte en 1988 suite à la reprise (qu'il avait préparée) de cette banque publique d'investissement par ses salariés.

En 1988, il est nommé directeur général du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

À partir de 1990, il exerce les fonctions de directeur général de l'Énergie et des Matières premières au ministère de l'Industrie. Au titre de ses fonctions, il est le représentant de la France au sein du groupe de travail du G7 consacré à la sûreté nucléaire, un groupe dont il devient le président.

En octobre 1998, il est nommé directeur général délégué de Gaz de France, puis président de l'Institut français du pétrole, en avril 2000.

De février 2003 à septembre 2007, 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.

MESTRALLET Gérard



Ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA) et diplômé de l'École polytechnique, Gérard Mestrallet est ingénieur de l'Aviation Civile.

Il est nommé administrateur civil à la direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances en 1978.

Il rejoint le cabinet de Jacques Delors, ministre de l'Économie et des Finances en qualité de conseiller

technique pour les Affaires industrielles (1982-1984).

En 1984, Gérard Mestrallet entre à la Compagnie Financière de Suez, en tant que chargé de mission auprès du président.

En 1986, il y est nommé délégué général adjoint pour les Affaires industrielles.

En février 1991, Gérard Mestrallet est nommé administrateur délégué de la Société Générale de Belgique (SGB), en charge de la restructuration de cette société, premier groupe d'entreprises belges.

En juillet 1995, Gérard Mestrallet est nommé président-directeur général de la Compagnie de Suez. Il y conduit la fusion avec la Lyonnaise des Eaux pour créer un des leaders mondiaux des services aux collectivités.

En juin 1997, Gérard Mestrallet est nommé président du directoire de Suez-Lyonnaise des Eaux. Puis, en 2001, il est nommé président-directeur général du groupe, devenu depuis Suez. Il réorganise l'entreprise pour en faire un groupe industriel intégré et un des leaders mondiaux de l'énergie et de l'environnement. Il permet au groupe de franchir un nouveau palier en menant à bien la fusion avec Gaz de France conduisant ainsi à la constitution d'un leader mondial de l'énergie.

En juillet 2008, Gérard Mestrallet est nommé président-directeur général de GDF Suez, des fonctions dans lesquelles il est reconduit le 23 avril 2012.

Gérard Mestrallet est président de Paris Europlace, de la Fondation Agir Contre l'Exclusion (FACE), membre du conseil de surveillance de Siemens AG, membre de l'European Round Table of Industrialists (ERT), président honoraire du conseil international du maire de Chongqing, membre du conseil international du maire de Shanghai, membre du conseil international de JP Morgan Chase et membre du Board of Trustees de l'Université de Tongji (Shanghai). Il est également Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (Royaume-Uni).

Gérard Mestrallet est Commandeur de l'ordre de Léopold II, Officier de l'ordre de la Légion d'Honneur, Commandeur de l'ordre national du Mérite et Officier de l'ordre des Arts et des Lettres.

POUYANNÉ Patrick



Patrick Pouyanné est diplômé de l'École polytechnique et de l'École des Mines de Paris.

De 1989 à 1996, il occupe divers postes au sein de l'administration du ministère de l'Industrie et dans différents cabinets ministériels (conseiller technique pour l'Environnement et l'Industrie auprès du Premier ministre, Edouard Balladur, de 1993 à

1995, directeur de cabinet du ministre des Technologies de l'Information et de l'Espace, François Fillon, de 1995 à 1996). En janvier 1997, il rejoint Total au sein de la branche Exploration & Production en tant que secrétaire général en Angola, puis, en 1999, il devient représentant du groupe au Qatar et directeur général de la filiale Exploration-Production au Qatar. En août 2002, il est nommé directeur Finances, Économie, Informatique de la branche Exploration & Production du groupe.

En janvier 2006, il devient directeur Stratégie, Croissance, Recherche de la branche Exploration & Production et, en mai 2006, il est nommé membre du comité directeur du groupe.

En mars 2011, Patrick Pouyanné est nommé directeur général adjoint, Chimie, et directeur général adjoint, Pétrochimie.

En janvier 2012, il est nommé directeur général de la branche Raffinage-Chimie et est membre du comité exécutif du groupe.

Le 22 octobre 2014, il est nommé directeur général du groupe Total par le conseil d'administration, et devient concomitamment président du comité exécutif du groupe.

ROSIER Philippe

Philippe Rosier est président de Solvay Energy Services, une Global Business Unit du groupe Solvay.



Philippe Rosier est ingénieur de l'ES-PCI (Physique et Chimie de Paris) et de l'ENSPM (École des Pétroles et Moteurs - IFP). Il est également diplômé de l'Insead (MBA).

Philippe Rosier est président du groupe de travail Énergie de BUSINESSEUROPE, la Confédération des milieux d'affaires européens.

Il est également co-président de la commission Stratégie Énergie & Compétitivité du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France).

En 2009, il a été nommé membre du Conseil Économique pour le Développement durable, une instance créée par le ministère de l'Environnement dans le but de poser les fondements d'une nouvelle croissance écologique. Philippe Rosier est également auditeur à l'Institut des Hautes Études pour la Science et la Technologie.

SCHWARZ Virginie

Virginie Schwarz est directrice de l'Énergie à la direction générale de l'Énergie et du Climat du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

SIMON Patrice

Patrice Simon est professeur à l'Université Paul Sabatier - Toulouse III, et est spécialiste des matériaux pour le stockage électrochimique de l'énergie. Il est également directeur-adjoint du Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E, FR CNRS 3459, www.rs2e-energie.com).

Patrice Simon a obtenu en 2011 une bourse Advanced Grant attribuée par l'European Research Council pour le projet IO-NACES qui vise à comprendre le transport et l'adsorption des ions dans les électrodes de supercondensateurs. Il a reçu, en 2009, le prix Tajima de l'International Society of Electroche-

mistry et, en 2007, il a été nommé membre Junior de l'Institut Universitaire de France.

THERME Jean



Jean Therme est directeur de la Recherche technologique du CEA (CEA Tech) et directeur délégué aux Énergies renouvelables du CEA. Diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), Jean Therme est ingénieur physicien. Après avoir travaillé au sein de grands groupes industriels (Philips, Thomson CSF, Alcatel et ST Microelectronics), il prend la responsabilité de l'activité microélectronique du

Leti et est, en parallèle, en charge du GIE créé par le CEA et le CNET ainsi que du programme commun de recherche mené avec ST Microelectronics. Il a été l'un des trois principaux acteurs ayant permis au pôle grenoblois de combler, au cours des années 1990, son retard technologique en matière de microélectronique.

En 1999, il est nommé directeur du CEA-Leti et, un an plus tard, il se voit également confier la direction du centre CEA de Grenoble. Il relance l'activité de ce dernier dans les domaines des micro-nanotechnologies, des biotechnologies et des nouvelles technologies de l'énergie. Fervent promoteur des projets fédérateurs associant des personnels de disciplines et de cultures différentes en lien étroit avec le monde de l'industrie, il imagine et porte le Pôle d'Innovation Minatec.

En 2006, il conçoit le projet GIANT qui a pour ambition de transformer le Polygone scientifique de Grenoble en un véritable campus universitaire dédié à la recherche, à l'enseignement et à la valorisation des innovations scientifiques et technologiques, en en concentrant l'activité sur les grands enjeux sociétaux du XXI^e siècle.

Passionné par les énergies renouvelables, il a développé au sein du CEA un secteur d'activité dédié à ce domaine, qui regroupe plus de 1000 chercheurs ; il est également l'un des fondateurs de l'INES à Chambéry.

Jean Therme est membre de l'Académie des Technologies, Chevalier de la Légion d'honneur et Officier dans l'ordre national du Mérite.

VAN DEN MUNCKHOF Jasper



Jasper Van Den Munckhof was one of the three people put in place to set up the Energiesprong program in 2010 and has been the Director of the program since 2012. Jasper Van Den Munckhof is currently overseeing all the activities of the market development team in the Dutch market, which include programs on social housing, private houses, office buildings and care centres.

Jasper Van Den Munckhof is a physicist and has held management positions in an energy company (Eneco) and with (at the time) the largest Dutch telecommunication provider (KPN). Jasper Van Den Munckhof is passionate about sailing and spent a year in Indonesia where he designed and built an 8-meter wooden sail boat from scratch.

VAN ERCK Ron



Ron Van Erck joined Energiesprong in July 2013 to scale the Energiesprong program internationally.

After running his own IT company, Ron Van Erck worked for the Dutch Energy Ministry, where he was responsible for the design of the new support scheme for renewable energy. Ron Van Erck also has been operating as the Dutch expert in the negotiations of EU's Renewable Energy Directive in the European Council.

Ron has subsequently worked for the European Commission in the renewable energy unit of DGENERGY.

In 2011, Ron Van Erck joined Better Place, an American start-up that provides and operates infrastructure to charge electric vehicles using battery switch technology (Renault was one of the partners).

Ron Van Erck is an engineer with a multidisciplinary background and passionate about mountainbiking in which he won the national student championships.

VANDERSCHUEREN Bruno

Titulaire d'un diplôme en sciences économiques appliquées (KU Leuven, 1994) et d'un MBA (Ichech, 1995), Bruno Vanderschueren, après un stage réalisé en 1996 au sein du département informatique de Netrix Corporation (États-Unis), a exercé différentes fonctions chez MCI Worldcom, IBM et Electrabel, de 1996 à 2003.

Il exerce actuellement au sein de la société Lampiris SA.

VARIN Philippe



Ancien élève de l'École polytechnique et de l'École des Mines de Paris, Philippe Varin a rejoint le groupe Pêchiney en 1978, en tant que chercheur.

Il a occupé par la suite différents postes de direction au sein de ce même groupe (contrôle de gestion, stratégie, direction de projet) avant d'être nommé, en 1995, directeur de la division Rhenalu, puis directeur général du secteur de l'Aluminium et

membre du comité exécutif du groupe en 1999.

En 2003, il rejoint le groupe sidérurgique anglo-néerlandais Corus en tant que Chief Executive Officer.

Nommé président du directoire de PSA Peugeot Citroën en juin 2009, il quitte le groupe en juin 2014.

Il est actuellement président du conseil d'administration d'Areva.

Philippe Varin exerce les mandats et fonctions suivants :

- administrateur d'EDF,
 - administrateur de Saint-Gobain,
 - président du Cercle de l'Industrie,
 - représentant spécial du ministre des Affaires étrangères et du Développement international pour les pays de l'ASEAN.
- Philippe Varin est Officier dans l'ordre national de la Légion d'Honneur, Chevalier de l'ordre national du Mérite et Commander of the British Empire.

VASCONCELOS Jorge



Chairman of NEWES, New Energy Solutions. Consultant to several international organizations and national authorities. Invited Professor at the Technical University of Lisbon. Alternate member of the Administrative Board of ACER nominated by the European Parliament.

First chairman of the Portuguese Energy Regulatory Authority (ERSE - 1996 / 2006). Founder and first chairman of the Council of European Energy Regulators (CEER - 2000 / 2005). First chairman of the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG - 2003 / 2005). Co-founder of the Ibero-American Association of Energy Regulatory Authorities (ARIAE). Founder and member of the Executive Committee of the Florence

School of Regulation. Prior to the regulatory experience, he worked for EURELECTRIC in Brussels, for AEG in Frankfurt and at several European universities. Author and editor of several books and articles. Graduation in power systems from Porto University and Dr.-Ing. degree from the University of Erlangen-Nuremberg.

VENANZI Bruno

Après l'obtention d'un diplôme en Histoire à l'Université de Liège (1993) et des études en économie à l'Université d'Amsterdam, Bruno Venanzi a exercé, de 1995 à 2003, des fonctions commerciales chez Belgacom et MCI Worldcom, puis chez Certipost, où il a travaillé en qualité de consultant en facturation électronique.

Il exerce aujourd'hui les fonctions d'administrateur délégué au sein de la société Lampiris SA.

French industry and energy policy

Foreword

Emmanuel Macron, ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

Introduction

Jean-Pierre Clamadieu, CEO de Solvay, président du conseil européen de l'industrie chimique (CEFIC), président du groupe de travail Énergie-Climat de l'AFEP, membre du comité exécutif du World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)

1 - At stake in energy policy: Changing the climate, being competitive and securing the supply

Why must there be an energy transition?

Virginie Schwarz, director of Energy at the Direction Général de l'Énergie et du Climat, French Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy, and **Richard Lavergne**, adviser at the Direction Générale de l'Énergie et du Climat and at Energie-Climat, Commissaire Général au Développement Durable, French Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy

The energy transition is a response to the environmental and climate issues now facing our planet. It is also a source of growth and jobs, both very important during the current economic slowdown. Far from being a preoccupation of France alone, this transition toward green growth brings together a vast international movement bearing a new awareness by scientists, citizens and their representatives. Accordingly, changes in the "energy model" are to be made through joint efforts and the reinforced role to be played by citizens and local authorities for the sake of the environment and well-being and with the ambition of addressing the new century's main environmental issues.

Difficulties with the energy policy triptych

Claude Mandil, former executive director of the International Energy Agency (IEA)

The worth of an energy policy is usually measured along three axes: security of the energy supply, protection of the environment and economic growth. How to assess, beyond any doubt, how a given decision measures up along each of these axes? Certain so-called facts taken for granted turn out to be, in fact, false. For example, the degree of energy independence does not provide a good measure of energy security. Yet another example, renewable energy sources do not, in general, contribute to this security, nor to economic growth, nor, for that matter, to protection of the environment. Moreover, energy efficiency is often a worthy goal but not always.... The grounds for the energy policy triptych ("20-20-20") set by the European Union, as well as the relevance of the decisions made for reaching these objectives, are examined. The often incredible conclusions drawn herein call for urgently adopting thoroughgoing, corrective measures.

A glimpse into european political debate: is energetic transition really mandatory for everybody?

État des lieux du débat politique européen : une transition pour tous ?

Jorge Vasconcelos, Chairman, NEWES, New Energy Solutions Co-founder and first chairman of the Council of European Energy Regulators

Diderot was one of the main actors in the transition to modern age and his *Lettre sur les aveugles* provides amusing insights into the construction process of a new mindset by exploring different views about how we "see" (or "frame") reality. In every transitional process there are things we see immediately and things we don't see because of our blind loyalty to custom. Therefore, a critical approach is essential to better understand (and to better manage) any transitional process - including the present transition towards the European "Energy Union".

2 - Challenges for French industry

The incredible challenge of producing energy in a deeply changing world

Gérard Mestrallet, GDF Suez

Major trends in the energy sector — emerging countries thirsty for energy, unconventional fossil fuels (a development roiling geopolitics around the globe) or the deep alterations

occurring in the EU's energy policy — are forcing professionals to design a new planetary model. This sector is anticipating trends, innovating and thus proving its ability to change. These trends arise locally in response to customer needs, whether of businesses or private persons. Plans for the future will be oriented by the uses to which energy will be put. There will be room for decentralized, renewable forms of energy and related services; and priority will go to reducing the insecurity of the energy supply. The big challenge we now face is to cope with changes in the sources of energy and in related techniques and, too, with geopolitical trends.

During the coming two decades, what changes should a global group in petroleum and gas prepare for?

Patrick Pouyanné, CEO of Total

Supplying to as many customers as possible a clean, secure and competitive (in terms of price) energy is the goal of an industry involved in the global business of petroleum and gas. This assignment entails preparations. From now to 2040, worldwide demand for energy will increase by about 35%. Although the share of renewables will increase too, the energy mix will remain heavily dependent on fossil fuels. As a consequence, major investments are called for, especially in R&D and innovation, to be able to tap ever more complicated sources. In parallel, the campaign against climate change will eventually: favor natural gas and photovoltaic solar energy, improve energy efficiency, facilitate the access to energy and entail participation in international climate programs. As these changes take place, a new profile of this international petroleum and gas group will emerge, stroke by stroke, out of the effort to better satisfy humanity's energy needs.

Are conventional turbines winners or losers in the energy transition?

Christophe de Maistre, chairman of the board and managing director of Siemens France, and **Jean-Philippe Henry**, director Energy Solutions, Siemens France

As an analysis of the energy transition in major European countries shows, the thermal production of electricity will still be significant, especially in Great Britain and Germany. These two lands are coping with the development of intermittent sources of renewable energy; and the means of deploying natural gas in Britain and coal in Germany depend on national energy policies. Given the considerable share of nuclear and hydraulic power in its electricity mix, France is a case apart. Thoroughly renovated thanks to the deployment of new combined cycle gas turbines, which are making up for the shut-down of plants using coal or fuel oil, French thermal installations should continue being a vector for making adjustments that complete chains of production for generating electricity.

Can energy-intensive products still be made in France?

Hervé Bourrier, chairman of the board and managing director (since 2011) of ArcelorMittal France, chairman of the Union

des Industries du Recyclage (UIR) and vice-president of Entreprise pour l'Environnement (EPE)

In a context of global competition, France must see to it that the cost of energy is competitive and that a forward-looking energy policy is conducted for industry and for the sake of jobs. Energy-intensive industries significantly contribute to French manufacturing, representing more than 150 plants, around 10% of the country's consumption of electricity and natural gas, and approximately 50.000 jobs directly and 120.000 indirectly. In an increasingly complex economy with ever more regulations, these industries have adapted over the years; and some of them have even had to redraw their business plans. In industries where energy accounts for from 10% to 25% of production costs, there is a dual imperative: access to competitive sources (in terms of full costs €/MWh) and the adoption of measures in favor of efficiency (MWh energy/ton of finished products). There are tools for improving competitiveness in these industries. All stakeholders should be mobilized to resuscitate a strong industry thanks to the rapid adoption of concrete, effective measures.

A new energy model and new governance: A chance for small and midsize companies?

Bruno Venanzi, delegate administrator, Lampiris Inc., and **Bruno Vanderschueren**, Lampiris Inc.

Given the awareness of the scarcity of basic resources and of the impact of the climate change, a new energy model has been adopted since 200, one that is more "sober", more decentralized and more respectful of the planet. The opening of the French energy market in 2007 has not facilitated its emergence, mainly because governance in this sector is national but the sector itself is multinational. The new model in the pipeline might benefit from the presence on this market of small and medium-sized companies that have proven their mettle in terms of adaptation and innovation.

What if some basic industries cannot forgo fossil fuels?

Philippe Rosier, Solvay

Starting in 1821 in the United States when whale oil (used for street lighting) was replaced with products derived from fossil fuels, the industrial development of hydrocarbons has been a major issue throughout the last two centuries. It is now the target of many a criticism despite the promises it initially held for the environment (the decline in fishing for whales). It is accused of causing pollution and global warming; and concerns are vented about depleting reserves — on which we have become too dependent. These criticisms invariably lead to a single conclusion: we must break free from a fossil-fuel economy. But is this actually so? Which industries can imagine no longer consuming fossil fuels, and under what conditions? Which industrial sectors will receive the last gallons of hydrocarbon?

3 - Innovation at the service of the energy transition

Nuclear power and the energy transition: Which innovations for adaptation?

Philippe Varin, chairman of the board at AREVA

In a few years, the energy transition has risen to the top of the French political agenda. Despite disagreements about the means, the goal has been nearly unanimously approved: the fossil-fuel economy is to be reviewed in the light of the fight against climate change. This issue, sometimes under different names, now stands at the top of agendas in both developed and emerging countries; and it will lie at the center of talks during the COP 21 to be held in Paris in December 2015. France, where one of the pillars of energy policy has been nuclear power since the 1970s, seems to set an example for several reasons. Objectively, nuclear power plants are a sure, competitive and sustainable source of energy that can, therefore, be a driving force — along with renewables — in the transition. As Ségolène Royal, minister of Ecology, Sustainable Development and Energy, recently stated, “Thanks to nuclear power and its security, we can accelerate the energy transition and prepare for it serenely.” The issues of competitiveness, safety and acceptability are forcing the nuclear industry to maintain its capacity for innovation.

Developing wind power in a shifting regulatory context

Jean-Marc Lechêne, CEO, Vestas Wind Systems A/S

By deliberately adopting a policy in favor of developing wind power through significant (but not excessive) subsidies, the EU is now equipped with a renewable energy that is competitive and provides a response to climate change. The continent's wind industry employs 250.000 persons and, in 2013, supplied nearly 7% of the electricity generated in Europe. To pursue this development, major issues must be addressed: fix the share of wind power in the energy mix; optimize energy market operations; stabilize and optimize the regulatory framework; and consolidate the wind power industry.

Biomass, geothermal, solar, heat, the recuperation of fatal energy: Opportunities for French industry

Bruno Lechevin, president of the Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)

According to the climate and energy predictions made in ADEME's Vision 2030-2050, the objective of placing our society on a trajectory for reaching factor 4 by 2050 would entail cutting energy consumption by 50% and massively resorting to renewable sources of energy. Among the latter, wind power and photovoltaics are so often mentioned that we tend to forget the very large share of other renewables — in particular, the biomass — which supply firms with a carbon-free, competitive form of energy.

Electrochemically storing energy: Principles, applications and prospects

Patrice Simon, Paul Sabatier University, CIRIMAT UMR CNRS 5085 (Toulouse, France), Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E), FR CNRS 3459

Storing energy electrochemically in batteries is now a major socioeconomic issue. Progress is expected in mobile or static applications: on the one hand, portable electronics and automobiles; and on the other hand, the storage of renewables, which are, by nature, intermittent. The various chemicals used in the batteries now available are described as well as the materials and systems being developed in corporate and academic research laboratories. France has genuine qualifications in this field, since it has oriented R&D through the Network on the Electrochemical Storage of Energy (RS2E) so as to boost its position in this very competitive field.

The digital revolution in energy

Jean Therme, Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA)

The growth of renewable sources of energy on the planet (in particular, solar power) is deeply altering the economics of energy. The decentralization of decision-making, the placing of users at the center of systems, the management of energy consumption in buildings, new forms of mobility... all these are expectations that digital technology can satisfy. Do digital technology and energy naturally converge... or will there be a revolution? For sure, a revolution, but one that has to take place, first of all, in our heads!

No energy transition without a smart network

Ian Funnell, chairman of the board, ABB France

Influencing the demand for energy and modifying the means of production while introducing new uses are part of a quite complicated equation. Smart electricity grids are very important for solving this equation and indispensable for the energy transition. Since they deeply alter jobs in this sector, they are forcing industrialists to draw up a genuine strategy. ABB is convinced that a successful energy transition involves using three levers: the evolution of consumer behavior patterns; the regulatory and legal framework; and the deployment of technical solutions. As for the last, ABB can, owing to its strong experiences and skills, advise decision-makers about the changes necessary in existing networks so as to open the way for this transition toward a sustainable world.

To improve buildings, dare communicative innovation

Carole Le Gall, Chief Executive Director of the CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment)

The energy and environmental transition is a daunting task for all stakeholders in the building trade, and first of all for those who are going to live in the housing being built — all of

us, citizens, consumers, inhabitants. What can construction firms propose in response to our expectations?

A house makeover paid for by your energy bill

Jasper van den Munckhof, Director Energiesprong, and **Ron van Erck**, Manager European Markets

In the Netherlands, 27 social housing associations (HLM's) and a group of builders are refurbishing 111,000 houses to Net Zero Energy levels. Net Zero Energy means that the house annually produces the same amount of energy that is used for heating, hot water, lights and electric appliances. Remarkably, the refurbishments take only one week; the builder provides a 40-year guarantee on the energy performance and the refurbishments are done without government subsi-

dies. The best part is: the people living in these houses are very happy with their refurbished new homes. In 2015, these solutions are also brought to the private market. The deal is the same: A Net Zero Energy makeover, with no additional cost for the homeowner. It sounds too good to be true. How was this achieved and could this be done in France?

Miscellany

In memoriam: Luc Oursel

Jean-Pierre Clamadieu

Issue editors: Jean-Pierre Clamadieu & Christophe Schramm

Die französische Industrie und die Energiepolitik

Zusammenfassungen

Vorwort

Emmanuel Macron, ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

Einleitung

Jean-Pierre Clamadieu, CEO de Solvay, président du conseil européen de l'industrie chimique (CEFIC), président du groupe de travail Énergie-Climat de l'AFEP, membre du comité exécutif du World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)

1 – Herausforderungen der Energiepolitik (Klima, Wettbewerb und Versorgungssicherheit)

Warum ist eine Energiewende nötig ?

Virginie Schwarz, Directrice de l'Énergie, direction générale de l'Énergie et du Climat, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, und **Richard Lavergne**, Berater des Generaldirektors für den Bereich Energie und Klima und Berater „Énergie-Climat“ des Generalkommissars für Nachhaltigkeit, ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

Die Energiewende kann heute als eine Antwort auf die Klima- und Umweltherausforderungen angesehen werden, mit denen unser Planet konfrontiert ist. Sie ist außerdem eine Voraussetzung für Wachstum und Beschäftigung, was in der gegenwärtigen Wirtschaftsflaute von besonderer Bedeutung ist. Die Energiewende ist jedoch keineswegs eine Besorgnis, die für Frankreich spezifisch wäre, sondern ein Projekt für grünes Wachstum, dem sich international viele Länder angeschlossen haben, um dem Bewusstseinswandel von Wissenschaftlern, Staatsbürgern und Politikern Taten folgen zu lassen, und um ein neues Energiemodell zu schaffen, das auf gemeinsamen Anstrengungen beruht und das die Rolle der Staatsbürger und der Regionen zugunsten der Umwelt und des Wohlstands verstärkt. Und dies entspricht dem Ehrgeiz, die großen ökologischen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts zu bewältigen.

Das diffizile Triptychon der Energiepolitik

Claude Mandil, ehemaliger Generaldirektor der Internationalen Energie-Agentur

Für die Beurteilung einer guten Energiepolitik werden herkömmlicherweise drei Gesichtspunkte in Betracht gezogen : die Versorgungssicherheit, der Umweltschutz und das Wirtschaftswachstum. Aber wie kann der Beitrag einer energiepolitischen Entscheidung zu jedem dieser drei Ziele mit Sicherheit gemessen werden ? Der Artikel zeigt zuerst, dass gewisse angebliche Wahrheiten, die als selbstverständlich gelten, in Wirklichkeit falsch sind : so ist der Grad der energetischen Unabhängigkeit kein gutes Kriterium für Versorgungssicherheit ; die erneuerbaren Energien tragen im Allgemeinen weder zur Versorgungssicherheit noch zum Wirtschaftswachstum und nicht einmal zum Umweltschutz bei ; die energetische Effizienz ist oft wünschenswert, doch sie ist es nicht immer.

Dann wird zum einen die Wohlbegründetheit des dreifachen Ziels, das die EU verfolgt (das „drei mal 20 im Jahr 2020“) und zum anderen die Sachdienlichkeit der politischen Entscheidungen, die zur Erreichung dieses Ziels beitragen sollen, analysiert. Das Resultat, das oftmals bestürzend ist, verlangt nach tief greifenden und dringenden Korrekturmaßnahmen.

A glimpse into european political debate: is energetic transition really mandatory for everybody?

État des lieux du débat politique européen : une transition pour tous ?

Jorge Vasconcelos, Chairman, NEWES, New Energy Solutions

Co-founder and first chairman of the Council of European Energy Regulators

Diderot was one of the main actors in the transition to modern age and his *Lettre sur les aveugles* provides amusing insights into the construction process of a new mindset by exploring different views about how we “see” (or “frame”) reality. In every transitional process there are things we see immediately and things we don't see because of our blind loyalty to custom. Therefore, a critical approach is essential to better understand (and to better manage) any transitional process - including the present transition towards the European “Energy Union”.

2 – Herausforderungen für die Industrie in Frankreich

Die riesige Herausforderung der Energieproduktion angesichts weltweiter Wandlungsprozesse

Gérard Mestrallet, GDF Suez

Ob es sich um die energiehungrigen Schwellenländer handelt, um die Entwicklung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe, die die geopolitischen Verhältnisse tief greifend verändert, oder um Europa, dessen Energiemodell beträchtliche Umorientierungen erfährt, die großen Dynamiken in der Energieindustrie treiben diese dazu an, ein neues weltweites Energiemodell zu entwerfen. Angesichts dieser Herausforderungen muss der Energiesektor antizipieren, innovieren und ständig seine Fähigkeit beweisen, sich zu erneuern. Diese Entwicklungen konkretisieren sich in den Regionen, je nach dem Bedarf der Kunden, seien es Industrielle oder Privatpersonen. Wir bewegen uns in eine Zukunft, in der die Energie von den Nutzungsweisen bestimmt wird, in der den dezentralisierten und erneuerbaren Energien oder den energetischen Dienstleistungen immer mehr Raum gewährt wird, und für die die Reduzierung der energetischen Prekarität ebenfalls eine Priorität sein wird. Wir haben es mit riesigen Herausforderungen zu tun und müssen neben den Entwicklungen der Energieresourcen auch die weltweiten geopolitischen Veränderungen berücksichtigen.

Mit welchen Veränderungen muss ein Öl- und Gaskonzern in den nächsten zwei Jahrzehnten rechnen ?

Patrick Pouyanné, Generaldirektor der Groupe Total

Eine größtmögliche Zahl von Verbrauchern mit sauberer, sicherer und wettbewerbsfähiger Energie zu versorgen, dies ist das Anliegen eines international tätigen Öl- und Gaskonzerns ; hieraus ergeben sich die Veränderungen, auf die sie sich vorbereiten müssen.

Bis 2040 wird sich der weltweite Energiebedarf um ungefähr 35 % erhöhen. Selbst wenn der Anteil der erneuerbaren Energien weiterhin ansteigt, wird der Energiemix sehr abhängig von den fossilen Energieträgern bleiben : dies wird den Einsatz von beträchtlichen Investitionen und die Mobilisierung von großen Anstrengungen in Forschung und Entwicklung sowie in Innovation erfordern, um die Nutzung von Ressourcen zu ermöglichen, deren Entwicklung immer komplexer wird.

Parallel hierzu wird der Kampf gegen den Klimawandel vielfältige Umorientierungen erfordern, die zu einer verstärkten Entwicklung des Erdgasverbrauchs sowie zu einer steigenden Nutzung der Solarenergie führen werden. Außerdem gilt es, die energetische Effizienz zu verbessern, den Zugang zur Energie zu erleichtern und an internationalen Initiativen zugunsten des Klimas teilzunehmen.

Im Zuge dieser Veränderungen wird sich nach und nach ein neues Profil des internationalen Öl- und Gaskonzerns abzeichnen, das dem zukünftigen Energiebedarf besser entsprechen soll.

Sind die konventionellen Turbinen die Gewinner oder die Verlierer der Energiewende?

Christophe de Maistre, Président directeur général von Siemens France, und Jean-Philippe Henry, Direktor des Bereichs Energy Solutions von Siemens France

Die Analyse der Entwicklungen der Energiewende in den großen europäischen Ländern zeigt, dass Wärmekraftwerke zur Erzeugung von Elektrizität weiterhin eine bedeutende Rolle spielen werden. Dies gilt insbesondere für Großbritannien und Deutschland, zwei Länder, die mit der Entwicklung von Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer und intermittierender Energien konfrontiert sind, während die Modalitäten der jeweiligen Entwicklung der Gas- und Kohlesektoren von den nationalen politischen Orientierungen zur Energiewende abhängen. Aufgrund des hohen Anteils von Atomstrom und Wasserkraft im französischen Energiesektor, ist Frankreich ein besonderer Fall. Dank der Entwicklung neuer Gas- und – Dampf Kombikraftwerke, die den konsequenten Verzicht auf Heizöl- und Kohleeinheiten kompensieren sollten, wurde der französische Bestand an Wärmekraftwerken grundlich erneuert, sodass er seine Rolle als Abstimmungsvektor in Ergänzung zu den anderen Sektoren der Stromerzeugung weiterhin voll und ganz erfüllen müsste.

Kann man in Frankreich noch energieintensiv produzieren ?

Hervé Bourrier, Président-directeur général von ArcelorMittal France (seit 2011), Präsident der Union des Industries du Recyclage (UIR) und Vizepräsident von Entreprise pour l'Environnement (EPE)

In Frankreich wettbewerbsfähige Energiekosten zu gewährleisten und eine Politik der Energiewende durchzuführen, die für Industrie und Beschäftigung zukunftsweisend wäre, ist in einem Kontext internationalen und globalen Wettbewerbs von wesentlicher Bedeutung. Die energieintensiven Industrien leisten einen entscheidenden Beitrag zur Existenz einer starken Industrie in Frankreich. Sie allein stellen mehr als 150 Betriebe dar, ungefähr 10 % des nationalen Strom- und Erdgasverbrauchs und etwa 50 000 direkte und 120 000 indirekte Arbeitsplätze.

In einem immer komplexeren wirtschaftlichen Umfeld und in einem immer stärker reglementierten Kontext haben sich diese Industrien im Laufe der Jahre angepasst, um ihre Leistungsfähigkeit zu erhöhen, und waren manchmal dazu gezwungen, ihr Wirtschaftsmodell und ihr Geschäftsmodell neu zu erfinden.

Aber für diese Industrien, für die die Energie 10 bis 25 % der Produktionskosten ausmachen kann, existiert ein doppelter Imperatif : der Zugang zu einer Energie, die im Verhältnis zu den Gesamtkosten (€/MWh) wettbewerbsfähig ist, und das Ergreifen von Maßnahmen zugunsten der Energieeffizienz (MWh Energie/Fertigprodukttonne).

Frankreich verfügt durchaus über die Instrumente zur Verbesserung der energetischen Wettbewerbsfähigkeit der ener-

gieintensiven Industrien. Erforderlich ist die Mobilisierung aller Akteure, damit durch schnelle, konkrete und wirkungsvolle Maßnahmen zu einer starken Industrie zurückgefunden wird.

Neues Energiemodell und neue Energiepolitik : eine Chance für die kleinen und mittleren Unternehmen in Frankreich ?

Bruno Venanzi, mit der Geschäftsführung beauftragtes Mitglied des Verwaltungsrats, Lampiris SA, und Bruno Vanderschueren, Lampiris SA

Seitdem sich das Bewusstsein der Verknappung der Primärressourcen und der Auswirkungen des Klimawandels durchgesetzt hat, wurde seit dem Jahr 2000 die Notwendigkeit erkannt, ein neues energetisches Modell einzuführen, das sparsamer, dezentralisierter und umweltfreundlicher ist.

Der 2007 in Frankreich eröffnete Energiemarkt führte jedoch nicht zur Verwirklichung dieses neuen Modells. Dies liegt weitgehend an dem vornehmlich nationalen Management eines Sektors, der eigentlich multinational strukturiert ist.

Das neue, im Entstehen begriffene Modell hat jedoch die Chance, von der Existenz kleiner und mittlerer Unternehmen auf diesem Markt profitieren zu können, die bereits ihre Anpassungs- und Innovationsfähigkeit bewiesen haben.

Und wenn gewisse Basisindustrien nicht gänzlich auf fossile Energieträger verzichten könnten ?

Philippe Rosier, Solvay

Die Nutzung fossiler Energieträger, die 1821 in den USA als Ersatz für den bis dahin für die Straßenbeleuchtung benutzten Walfischtran begann, war eine der wichtigsten Wendungen in der Geschichte der beiden letzten Jahrhunderte. Trotz einer Entstehungsgeschichte, die durchaus positive ökologische Folgen hatte, da sie das Ende der extrem rücksichtslosen Jagd auf die Wale einleitete, wird die fossile Energie heute von vielen Seiten kritisiert : man beschuldigt sie, die Umwelt zu verschmutzen und zur Klimaerwärmung beizutragen ; die Erschöpfung der Reserven beunruhigt und zudem wären wir zu abhängig von ihnen. Diese Diagnose führt immer wieder zu der gleichen Schlussfolgerung : wir müssen endgültig mit einer Wirtschaft abschließen, die auf der Nutzung der fossilen Energieträger beruht. Doch wie verhält es sich damit in Wirklichkeit ? In welchen Sektoren wird man auf die Nutzung der fossilen Energieträger verzichten können, und unter welchen Bedingungen ? Welcher Sektor wird von den letzten Hektolitern Erdöl profitieren können ?

3 – Die Innovation im Dienste der Energiewende

Der Nuklearsektor angesichts der Energiewende : welche Innovationen erfordert die Anpassung ?

Philippe Varin, Vorsitzender des Verwaltungsrats von AREVA

Innerhalb weniger Jahre ist die Problematik der Energiewende

zu einem der wichtigsten Themen der französischen Debatten geworden. Wenn bisweilen auch Unstimmigkeit über die Modalitäten herrscht, so besteht jedoch nahezu ein Konsens über den Kurs : das Modell, das auf der Vorherrschaft der fossilen Energieträger beruhte, muss im Namen des Kampfes gegen den Klimawandel überdacht werden. Unter Bezeichnungen, die bisweilen unterschiedlich sind, steht dieses Thema in den entwickelten Ländern wie in den Schwellenländern ganz oben auf den öffentlichen Agenden und wird bald im Zentrum der Diskussionen der Klimakonferenz COP 21, im Dezember 2015 in Paris, stehen.

Frankreich, das die Atomenergie seit den 1970er Jahren zum Grundpfeiler seiner Energiepolitik machte, erscheint heute in mehrfacher Hinsicht als Beispiel. Die objektiven Indikatoren präsentieren den Atomstrom als sicher, wettbewerbsfähig und nachhaltig, und infolgedessen als einen Motor der Energiewende, an der Seite der erneuerbaren Energien. Wie es kürzlich Ségolène Royale, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, hervorhob, ist es heute der Nuklearenergie zu verdanken, und der Sicherheit, die sie bietet, dass Frankreich die Energiewende beschleunigen und gelassen durchführen kann. Und dennoch ist man sich im Nuklearsektor bewusst, welche Herausforderungen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit, der Sicherheit und der Akzeptanz zu bewältigen sind : diese zwingen ihn dazu, seine Innovationsfähigkeit weiterhin unter Beweis zu stellen.

Die Entwicklung der Windenergie in einem unbeständigen Vorschriftenkontext

Jean-Marc Lechêne, Chief Operating Officer, Vestas Wind Systems A/S

Durch eine voluntaristische Politik der Entwicklung der Windenergie, die durch konsequente aber nicht unproportionierte Finanzhilfen gefördert wird, hat sich Europa mit einer Quelle erneuerbarer Energie ausgestattet, die nunmehr wettbewerbsfähig und klimafreundlich ist, und die eine industrielle Konstellation darstellt, die in Europa 250 000 Arbeitsplätze sicherstellt.

Um die Entwicklung dieses Energieträgers fortzusetzen, der im Jahr 2013 fast 7 % der in Europa produzierten Elektrizität lieferte, müssen noch vier wichtige Herausforderungen angenommen werden : die Festlegung des Anteils der Windenergie im Energiemix, die Optimierung der Wirtschaftsmodelle auf den Energiemärkten, die Stabilisierung und Optimierung des Ordnungsrahmens und schließlich die Konsolidierung der Windenergieindustrie.

Biomasse, Geothermie, Sonnenenergie, Abfallverwertung : einige Opportunitäten für die französische Industrie

Bruno Lechevin, Président de l'ADEME

Nach den energetischen und klimatischen Zukunftsperspektiven „Vision 2030-2050“, die von der ADEME ausgearbeitet wurden, würde das Ziel der Erreichung des Faktors 4 für die französische Gesellschaft bis 2050 eine Verminderung des Energieverbrauchs um 50 % und eine landesweite massive

Verbreitung der erneuerbaren Energien zur Folge haben. Unter diesen Energien monopolisieren die Windenergie und die Fotovoltaik oft die Debatten und lassen uns vergessen, dass die anderen erneuerbaren Energien (insbesondere die Biomasse in der Wärmeerzeugung) einen dominanten Anteil an der Versorgung der französischen Unternehmen mit einer kohlenstofffreien und wettbewerbsfähigen Energie haben.

Die elektrochemische Speicherung von Energie : Grundlagen, Anwendungen und zukünftige Herausforderungen

Patrice Simon, Université Paul Sabatier, Laboratoire CIRIMAT UMR CNRS 5085, Toulouse-France, Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E), FR CNRS n° 3459

Die elektrochemische Speicherung von Energie – die Batterien – ist heute zu einer gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Herausforderung geworden, von der man viele Fortschritte erhofft, sei es auf dem Gebiet der nomadischen Anwendungen (tragbare Elektronik, Automobil) oder auf dem der stationären Nutzung (Speicherung der erneuerbaren Energien, die von Natur aus intermittierend sind). Dieser Artikel gibt einen Überblick über die verschiedenen Akkumulatoren, die heute existieren, sowie über die Ausrüstungen und Systeme, die in den Laboratorien der universitären Forschung und der Industrie entwickelt werden. Auf diesem Gebiet kann Frankreich reelle Kompetenzen vorweisen, insbesondere durch die Schaffung des Réseau sur le Stockage Electrochimique de l'Énergie (RS2E), das die Anstrengungen in Forschung und Entwicklung bündeln soll, um die zahlreichen Vorteile, über die Frankreich in diesem sehr wettbewerbsfähigen Sektor verfügt, nutzbar zu machen.

Die Revolution der Digitalisierung im Energiesektor

Jean Therme, CEA

Die wachsende Bedeutung der erneuerbaren Energien in der Welt, insbesondere der Sonnenenergie, führt einschneidende Veränderungen in den Wirtschaftsmodellen des Energiesektors herbei. Dezentralisierung der Entscheidungen, Verbraucher im Zentrum der Systeme, Selbstversorgung, Steuerung und Kontrolle der Energieversorgung im Haus, neue Mobilitätsformen, dies alles sind Erwartungen, die von den digitalen Technologien erfüllt werden können.

Also, Digitalisierung-Energie : eine natürliche Konvergenz ... oder eine Revolution ? Mit Sicherheit eine Revolution, die aber zuerst einmal in den Köpfen stattfinden muss !

Keine Energiewende ohne intelligente Stromnetze

Ian Funnell, Président d'ABB France

Die Veränderung unserer Produktionsmethoden, die Beeinflussung der Energienachfrage und gleichzeitig die Einführung neuer Anwendungen, dies läuft auf eine komplexe Gleichung hinaus. *Die smart grids* (d.h. die intelligenten Stromnetze), die

zur Verwirklichung der Energiewende unbedingt notwendig sind, tragen weitgehend zur Lösung dieser Gleichung bei. Da sie aber auch mit einer starken Veränderung der beruflichen Tätigkeiten des Energiesektors verbunden sind, erfordern sie von den Industriellen eine wahre Entwicklungsstrategie für die Energiewende. Bei der ABB-Gruppe sind wir der Überzeugung, dass das Gelingen der Energiewende die Aktivierung von drei Hebelkräften voraussetzt, nämlich : die Entwicklung des Verbraucherverhaltens, geregelte Normen und Vorschriften, und schließlich die Entwicklung von technischen Lösungen. ABB besitzt genau diese technologische Kompetenz und berät dank ihrer Expertise und Erfahrung die Entscheidungsträger über die notwendigen Entwicklungen der zukünftigen Stromnetze, die eine umfassende Wende zum nachhaltigen Umgang mit Energie ermöglichen sollen.

Für mehr Leistungsfähigkeit im Wohnungsbau : wagen wir die kommunizierende Innovation

Carole Le Gall, Chief Executive Director of the CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment)

Die ökologische und energetische Wende stellt sämtliche Akteure des Bauwesens vor begeisterte Herausforderungen, in erster Linie diejenigen, die in den Wohnungen leben werden : wir alle, Staatsbürger – Verbraucher – Bewohner. Welche Angebote können uns die Akteure der Bauwirtschaft als Antwort auf unsere Erwartungen vorschlagen ?

A house makeover paid for by your energy bill

Jasper van den Munckhof, Director Energiesprong, and Ron van Erck, Manager European Markets

In the Netherlands, 27 social housing associations (HLM's) and a group of builders are refurbishing 111,000 houses to Net Zero Energy levels. Net Zero Energy means that the house annually produces the same amount of energy that is used for heating, hot water, lights and electric appliances. Remarkably, the refurbishments take only one week; the builder provides a 40-year guarantee on the energy performance and the refurbishments are done without government subsidies. The best part is: the people living in these houses are very happy with their refurbished new homes. In 2015, these solutions are also brought to the private market. The deal is the same: A Net Zero Energy makeover, with no additional cost for the homeowner. It sounds too good to be true. How was this achieved and could this be done in France?

Sonderthema

In memoriam : Luc Oursel

Jean-Pierre Clamadieu

Koordinierung der Beiträge von Jean-Pierre Clamadieu und Christophe Schramm

La industria francesa y la política energética

Prólogo

Emmanuel Macron, ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique

Introducción

Jean-Pierre Clamadieu, CEO de Solvay, président du conseil européen de l'industrie chimique (CEFIC), président du groupe de travail Énergie-Climat de l'AFEP, membre du comité exécutif du World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)

1 - Desafíos de la política energética (clima, competitividad y seguridad de abastecimiento)

¿Por qué debe existir una transición energética?

Virginia Schwarz, Directora de la energía, Dirección general de la energía y del clima, Ministerio francés de la ecología, desarrollo sostenible y energía y Richard Lavergne, Consejero del Director general sobre la energía y el clima, y consejero "Energía/Clima" del Comisionado general del desarrollo sostenible, Ministerio francés de la ecología, desarrollo sostenible y energía

La transición energética es una forma de responder a los desafíos climáticos y ambientales que nuestro planeta afronta. Es igualmente una fuente de crecimiento y empleo muy importante en el actual período de crisis económica. La transición energética dentro del contexto de un crecimiento ecológico no es una preocupación puramente francesa, sino un amplio movimiento internacional que encarna una concienciación de los científicos, ciudadanos y sus representantes para cambiar de modelo energético, actuando conjuntamente y reforzando el papel de los ciudadanos y los gobiernos municipales en beneficio del medio ambiente y del bienestar, con el propósito de hacer frente a los grandes desafíos ambientales del siglo XXI.

El difícil tríptico de la política energética

Claude Mandil, Ex-Director general de la Agencia Internacional de la Energía

Tradicionalmente una buena política energética se evalúa teniendo en cuenta tres elementos: la seguridad del abastecimiento, la protección del medio ambiente y el crecimiento económico. Ahora bien, ¿cómo podemos calcular con precisión la influencia de una política energética en la obtención de cada uno de estos tres objetivos?

El artículo muestra que algunas supuestas verdades en realidad son falsas: por ejemplo, el tipo de independencia energética no es una buena medida de la seguridad de abastecimiento; las energías renovables no contribuyen en general ni a la seguridad del abastecimiento ni al crecimiento económico, ni siquiera a la protección del medio ambiente; la eficacia energética no se desea siempre.

Posteriormente, se analizan, por una parte, la razón de ser del triple objetivo que se ha fijado la Unión Europea (el "tres veces 20 en 2020") y, por otra parte, la pertinencia de las decisiones políticas que deben contribuir a la realización de dicho objetivo. El resultado, a menudo decepcionante, es un llamado a la adopción de medidas correctivas fuertes y urgentes.

A glimpse into european political debate: is energetic transition really mandatory for everybody?

État des lieux du débat politique européen : une transition pour tous ?

Jorge Vasconcelos, Chairman, NEWES, New Energy Solutions Co-founder and first chairman of the Council of European Energy Regulators

Diderot was one of the main actors in the transition to modern age and his *Lettre sur les aveugles* provides amusing insights into the construction process of a new mindset by exploring different views about how we "see" (or "frame") reality. In every transitional process there are things we see immediately and things we don't see because of our blind loyalty to custom. Therefore, a critical approach is essential to better understand (and to better manage) any transitional process - including the present transition towards the European "Energy Union".

2 - Problemas que debe afrontar la industria francesa

El gran desafío de la producción de energía en un mundo en evolución constante

Gérard Mestrallet, GDF Suez

Sin importar que hablemos del mundo emergente que tiene sed de energía, del desarrollo de hidrocarburos no convencionales que altera la geopolítica mundial o incluso de Europa, cuyo modelo energético está en profunda mutación, las grandes dinámicas que atraviesan el mundo de la energía le llevan a desarrollar un nuevo modelo energético mundial. Frente a estos desafíos, el sector energético anticipa, innova y demuestra constantemente su capacidad de renovación. Estas evoluciones son palpables en los territorios, dependiendo de los requisitos de los clientes, ya sean industriales o particulares. Nos dirigimos hacia un futuro en el que la energía estará orientada por los usos, donde se concederá un lugar más amplio a las energías descentralizadas y renovables, así como a los servicios energéticos, y donde reducir la pobreza energética será también una prioridad. Es un desafío que desde ya estamos afrontando no sólo al hacer frente a las evoluciones de los recursos energéticos y la tecnología, sino también a los cambios geopolíticos mundiales.

¿Qué transformaciones debe esperar un grupo petrolero y de gas mundial en las próximas dos décadas?

Patrick Pouyanné, Director general del grupo Total

Proveer al mayor número de personas una energía limpia, segura y competitiva en términos de precio, tal es la misión de un grupo petrolero y de gas mundial. Esta implica transformaciones para las que dicho grupo debe prepararse.

De aquí a 2040, la demanda energética mundial aumentará en aproximadamente un 35%. Aunque la cuota de las energías renovables siga creciendo, la mezcla energética seguirá dependiendo de las energías fósiles: esto necesitará inversiones y movilización de recursos importantes en I+D y en innovación para que se puedan emplear recursos cuyo desarrollo es cada vez más complejo.

Asimismo, la lucha contra el cambio climático provocará transformaciones múltiples que aumentarán el desarrollo del gas, estimularán la energía solar fotovoltaica, apoyarán la mejora de la eficiencia energética, del acceso a la energía y la participación en las iniciativas internacionales en favor del clima.

A lo largo de estas transformaciones, un nuevo perfil de grupo petrolero y de gas internacional aparece poco a poco, para poder satisfacer las necesidades energéticas de la humanidad.

Las turbinas convencionales, ¿saldrán ganadoras o perdedoras en la transición energética?

Christophe de Maistre, Director General de Siemens Francia y **Jean-Philippe Henry**, Director del sector Energy Solutions de Siemens Francia

El análisis de las transiciones energéticas de los grandes países europeos demuestra que los medios térmicos de producción de energía eléctrica seguirán desempeñando un papel importante. Este será el caso de Gran Bretaña y Alemania, dos países que apuestan por una producción de

energía a base de energías renovables intermitentes, cuyas modalidades de desarrollo de los sectores de gas y carbón dependen de las orientaciones de las políticas nacionales de transición energética.

Debido a la gran importancia de la energía nuclear e hidráulica en la producción de electricidad, Francia es un caso aparte. El parque térmico francés, renovado mediante nuevas unidades de gas de ciclo combinado que reemplazan las unidades de fuelóleo y carbón, debería seguir desempeñando plenamente su papel de vector de ajuste, como complemento de otros sectores de producción de energía eléctrica.

¿Se puede aún fabricar productos energo-intensivos en Francia?

Hervé Bourrier, Director General de ArcelorMittal Francia (desde 2011), Presidente de la Unión de industrias del reciclado (UIR) y Vicepresidente de Empresas por el medio ambiente (EPE)

En un contexto de competencia globalizada, garantizar un coste de energía competitivo y aplicar una política de transición energética prometedora para el futuro de la industria y el empleo es esencial para Francia. Las industrias energo-intensivas contribuyen de manera considerable a la existencia de una industria fuerte en Francia. Representan por sí solas más de 150 fábricas, cerca del 10% del consumo eléctrico y de gas natural nacional, y aproximadamente 50.000 empleos directos y 120.000 indirectos.

En un entorno económico cada vez más complejo y un contexto normativo cada vez más restrictivo, estas industrias se han adaptado, en los últimos años, para ser más eficientes y en ocasiones han tenido que reinventar su modelo económico y comercial.

Para estas industrias, para las cuales la energía puede representar de 10 a 25% de su coste de producción, existe una doble necesidad: El acceso a una energía competitiva en coste total (€/MWh) y la adopción de medidas en favor de la eficiencia energética (MWh energía/tonelada de producto acabado).

Las herramientas que permiten mejorar la competitividad energética de las industrias energo-intensivas en Francia ya existen. Gracias a la movilización de todos los actores, Francia podrá volver a una industria fuerte a través de la rápida adopción de medidas concretas y eficaces.

Nuevo modelo energético y nuevas formas de gobernar, ¿una oportunidad para las PYME/EMI?

Bruno Venanzi, administrador delegado, Lampiris SA y **Bruno Vanderschueren**, Lampiris SA

Desde el año 2000, gracias a la toma de conciencia sobre la escasez de las materias primas y los impactos del cambio climático, la adopción de un nuevo modelo energético más sobrio, descentralizado y respetuoso del planeta se ha convertido en una necesidad.

A pesar de ello, la apertura en 2007 del mercado de la energía en Francia no ha permitido la aparición de este nuevo modelo. Esto se debe principalmente a una gestión nacional de un sector que es ante todo multinacional.

No obstante, el nuevo modelo en ciernes se beneficia de la presencia en el mercado de las PYMES/EMI que ya han demostrado su capacidad de adaptación e innovación.

¿Qué pasaría si algunas industrias esenciales no pueden prescindir totalmente de las energías fósiles?

Philippe Rosier, Solvay

La explotación industrial de la energía fósil, iniciada en 1821 en Estados Unidos en sustitución del aceite de ballena utilizado para el alumbrado público, ha constituido uno de los principales desafíos de la historia de estos dos últimos siglos. Sin embargo, a pesar de un inicio con consecuencias ambientales positivas, ya que esto significó el final de la caza desmesurada de las ballenas, hoy es objeto de muchas críticas: se le acusa de contaminación, aumento del calentamiento climático; preocupa el agotamiento de sus reservas y, por último, dependemos demasiado de ella. Este diagnóstico conduce inevitablemente a la misma conclusión: es preciso salir definitivamente de una economía basada en la utilización de las energías fósiles. Ahora bien, ¿cuál es la situación real? ¿Cuáles son los sectores que pueden considerar la posibilidad de prescindir de la utilización de las energías fósiles, y en qué condiciones? ¿Qué sector podría beneficiarse de los últimos hectolitros de hidrocarburos fósiles?

3 - La innovación al servicio de la transición energética

El sector nuclear frente a la transición energética, ¿qué innovaciones se requieren para su adaptación?

Philippe Varin, Presidente del Consejo de Administración de AREVA

En pocos años, el problema de la transición energética se ha impuesto en el debate político francés como un tema importante. Si en ocasiones existe un desacuerdo sobre sus modalidades, el camino a seguir es aceptado por casi todos: el modelo basado en el predominio de las energías fósiles debe reestructurarse para luchar contra los cambios climáticos. Con apelaciones diferentes, el mismo desafío forma parte de las hojas de ruta públicas tanto de los países desarrollados como de los países emergentes, y estará dentro de poco en el centro de las deliberaciones de la COP21, en París en diciembre de 2015.

Francia, que ha hecho de la energía nuclear una de las bases de su política energética desde los años 1970, aparece hoy como un ejemplo desde varios puntos de vista. Los indicadores objetivos presentan la energía nuclear como un sector de producción de electricidad seguro, competitivo y sostenible, y por lo tanto, como un motor de la transi-

ción energética, junto a las energías renovables. Como lo ha afirmado recientemente Segolène Royal, Ministra de la ecología, desarrollo sostenible y de la energía, "gracias a la energía nuclear, a la seguridad que aporta, podemos acelerar y enfrentar serenamente la transición energética. No obstante, el sector nuclear no ignora los desafíos que debe afrontar en términos de competitividad, seguridad y aceptabilidad; éstos le obligan a conservar intacta su capacidad de innovación.

Desarrollar la energía eólica en un contexto normativo en constante evolución

Jean-Marc Lechêne, Director general, Vestas Wind Systems A/S

Al adoptar una política de desarrollo de la energía eólica junto con un apoyo financiero considerable pero no desproporcionado, Europa se ha dado los medios para alcanzar una fuente de energía renovable competitiva, que pueda responder al desafío climático, basada en una constelación industrial de 250.000 empleados en su territorio.

Para continuar con el desarrollo de esta fuente de energía, que en 2013 ha proporcionado cerca del 7% de la electricidad producida en Europa, se deben enfrentar cuatro desafíos mayores: definir la cuota de la energía eólica en la mezcla energética, optimizar el modelo operativo de mercados de la energía, estabilizar y optimizar el marco reglamentario y, por último, consolidar la industria eólica.

Biomasa, geotermia, energía solar térmica, recuperación de calor, grandes oportunidades para la industria francesa

Bruno Lechevin, Presidente de la Ademe

Según las hipótesis prospectivas energéticas y climáticas de "Visión 2030-2050", elaboradas por la Ademe, el objetivo de poner a nuestra sociedad en el camino para alcanzar el factor 4 de aquí al año 2050 se traduciría en una reducción del 50 % del consumo de energía y el despliegue masivo de energías renovables. Entre estas energías, la energía eólica y solar fotovoltaica monopolizan frecuentemente los debates y pueden hacernos olvidar la parte preponderante que ocupan las otras energías renovables (en particular la biomasa en materia de producción de calor) en el abastecimiento a nuestras empresas de una energía sin carbono y competitiva.

El almacenamiento electroquímico de la energía, principios, aplicaciones y desafíos futuros

Patrice Simon, Universidad Paul Sabatier, Laboratorio CIRIMAT UMR CNRS 5085, Tolosa, Francia, Red sobre el almacenamiento electroquímico de energía (RS2E), FR CNRS n° 3459

El almacenamiento electroquímico de la energía (las baterías) se ha convertido en un reto social y económico importante, para el que se esperan muchos adelantos, ya sea en el ámbi-

to de las aplicaciones móviles (electrónica portátil, automóvil) o estacionarias (almacenamiento de energías renovables intermitentes). Este artículo resume los diferentes enfoques químicos de los acumuladores disponibles, así como los materiales y sistemas que actualmente se desarrollan en los laboratorios de investigación académica e industriales. En este ámbito, Francia posee verdaderas ventajas competitivas, en particular al haber estructurado sus esfuerzos de I+D a través de la Red sobre el almacenamiento electroquímico de energía (RS2E) con el fin de promover los elementos positivos que posee en este sector muy competitivo.

La revolución digital en el ámbito de la energía

Jean Therme, CEA

El aumento de las energías renovables en el mundo, y en particular de la energía solar, modifica profundamente los modelos económicos del sector de la energía. Descentralización de las decisiones, toma en cuenta de los usuarios para la elaboración de los sistemas, autoconsumo, control y gestión de la energía en los edificios, nuevas formas de movilidad, todas estas expectativas se pueden satisfacer gracias a las tecnologías digitales.

El encuentro entre lo digital y la energía, ¿una convergencia natural... o una revolución?

Seguramente una revolución que debe realizarse, en primer lugar, en las formas de pensar.

No hay transición energética sin red inteligente

Ian Funnell, Presidente de ABB Francia

Modificar nuestros modelos de producción e influir en la demanda de energía, al mismo tiempo que se introducen nuevos usos, todo esto parece una ecuación muy compleja.

Las smartgrids (redes eléctricas inteligentes), indispensables para la realización de esta transición energética, participarán ampliamente en la resolución de esta ecuación. Sin embargo, portadoras de un verdadero cambio de los oficios del sector energético, requieren la construcción de una verdadera estrategia de desarrollo alrededor de la transición energética, por parte de los industriales. ABB cree que una transición energética exitosa debe tener en cuenta tres elementos: la evolución de los comportamientos de los consumidores, las directrices normativas y reglamentarias y, por último, el despliegue de soluciones técnicas. Gracias

a su experiencia, ABB puede aconsejar a los responsables sobre esta ventaja tecnológica para que puedan tomar decisiones sobre los cambios que requieren las redes con el fin de permitir la transición hacia un mundo sostenible.

La innovación comunicante mejora el rendimiento de las construcciones

Carole Le Gall, Chief Executive Director of the CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment)

La transición energética y ecológica plantea retos interesantes a todos los actores del sector de la construcción, en primer lugar a las personas que ocuparán las viviendas; es decir, todos nosotros, ciudadanos-consumidores-residentes.

¿Qué proponen los actores del sector de la construcción para satisfacer nuestras expectativas?

A house makeover paid for by your energy bill

Jasper van den Munckhof, Director Energiesprong, and Ron van Erck, Manager European Markets

In the Netherlands, 27 social housing associations (HLM's) and a group of builders are refurbishing 111,000 houses to Net Zero Energy levels. Net Zero Energy means that the house annually produces the same amount of energy that is used for heating, hot water, lights and electric appliances. Remarkably, the refurbishments take only one week; the builder provides a 40-year guarantee on the energy performance and the refurbishments are done without government subsidies. The best part is: the people living in these houses are very happy with their refurbished new homes. In 2015, these solutions are also brought to the private market. The deal is the same: A Net Zero Energy makeover, with no additional cost for the homeowner. It sounds too good to be true. How was this achieved and could this be done in France?

OTROS TEMAS

En memoria: Luc Oursel

Jean-Pierre Clamadieu

El dossier ha sido coordinado por Jean-Pierre Clamadieu y Christophe Schramm

LES ANNALES DES MINES - Bulletin d'abonnement
(à télécharger et à imprimer : http://www.annales.org/abonnement_fr.html)

et à retourner accompagné de votre règlement à
COM & COM
20, avenue Edouard Herriot - 92350 LE PLESSIS ROBINSON
tél.: 01 40 94 22 22 - Fax : 01 40 94 22 32

NOM

Prénom

Société

Fonction

Adresse

Code Postal Ville Pays

| Je désire m'abonner : | Particuliers | Institutions* | |
|---|--------------------------------|--------------------------------|-------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • à une des séries des Annales des Mines <ul style="list-style-type: none"> ◦ Réalités Industrielles <input type="checkbox"/> ◦ Responsabilité & Environnement <input type="checkbox"/> ◦ Gérer & Comprendre <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> 95 € | <input type="checkbox"/> 125 € | France |
| | <input type="checkbox"/> 115 € | <input type="checkbox"/> 149 € | Étranger ** |
| <ul style="list-style-type: none"> • à deux séries des Annales des Mines <ul style="list-style-type: none"> ◦ Réalités Industrielles <input type="checkbox"/> ◦ Responsabilité & Environnement <input type="checkbox"/> ◦ Gérer & Comprendre <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> 181 € | <input type="checkbox"/> 228 € | France |
| | <input type="checkbox"/> 228 € | <input type="checkbox"/> 295 € | Étranger ** |
| <ul style="list-style-type: none"> • aux trois séries des Annales des Mines <ul style="list-style-type: none"> ◦ Réalités Industrielles <input type="checkbox"/> ◦ Responsabilité & Environnement <input type="checkbox"/> ◦ Gérer & Comprendre <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> 233 € | <input type="checkbox"/> 344 € | France |
| | <input type="checkbox"/> 293 € | <input type="checkbox"/> 411 € | Étranger ** |

Je vous adresse :

* Administrations, associations, établissements d'enseignement
** Pour Afrique, Amérique et Asie : Surtaxe Avion 11 €

- un chèque de € TTC libellé à l'ordre de FFE
- un virement à FFE
Bic : CCFRFRPP
IBAN : FR76 3005 6000 9600 9620 2372 395
- un bon de commande administratif (institutions publiques uniquement)
- Je souhaite recevoir une facture

Un système de paiement en ligne sera mis en place prochainement

DEMANDE DE SPÉCIMEN

A retourner à la rédaction des Annales des Mines
120, rue de Bercy - Télédocus 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68 - Fax : 01 53 18 52 72

Je désire recevoir, dans la limite des stocks disponibles, un numéro spécimen de la série :

- Réalités Industrielles
- Responsabilité & Environnement
- Gérer & Comprendre