

La transition énergétique : quels chantiers !

Le nouveau gouvernement a sur les bras de vastes chantiers, dont celui de la transition énergétique. Après Paris 2015 et la COP21, les « promesses » des États, dont la France, ne sont pas faciles à réaliser. Nombre de scientifiques, d'économistes et de politiques s'effraient d'une stratégie aussi coûteuse qu'inefficace. Une récente publication de l'Académie des sciences posait parfaitement les bonnes questions sur le sujet [1].

Le modèle allemand, un modèle ?

Petra regarde avec tristesse la ligne de peupliers au loin et soupire. Il habite le village de Proschim dans le Brandebourg au sud-est de Berlin et son village sera bientôt englouti par l'immense cratère de la mine à ciel ouvert de Welzow. L'exploitant suédois Vatenfall grignote les terres depuis plus de 40 ans avec des pelleteuses gigantesques et expédie le lignite, le charbon le plus polluant, vers les centrales thermiques ouvertes par le gouvernement allemand dans le plan « Energiewende », celui de la transition énergétique. Si Mme Merkel ne propose pas une pause lors de son prochain mandat, Petra devra quitter les lieux d'ici quelques années et abandonner son

installation de biogaz et ses panneaux solaires pour faire place à l'énergie du passé !

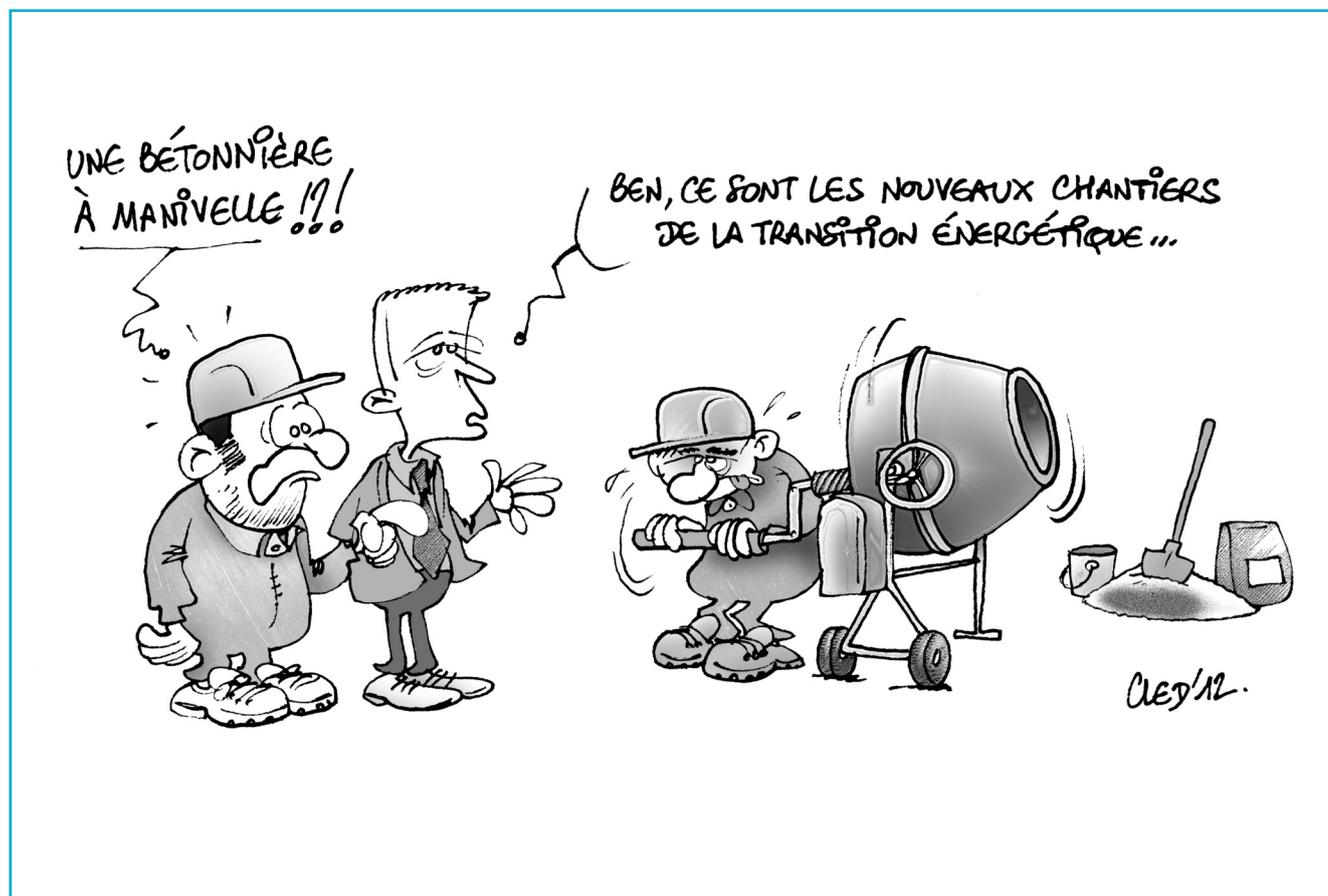
Lorsqu'après la catastrophe nucléaire de Fukushima, le gouvernement allemand décida en 2011 d'abandonner le nucléaire et de fermer toutes ses centrales pour 2022, il a lancé un ambitieux programme d'énergies renouvelables. Tous les Verts du monde et les médias ont alors loué la vertueuse Allemagne pour son « Energiewende » ; qu'en est-il en 2016 ?

La production électrique 2015 a été de 620 TWh (voir tableau), dont 400 issus des centrales thermiques et 220 sans émissions de CO₂ (nucléaire, éolien, solaire). La puissance installée du nucléaire est passée de 22 % en 2000 à moins de 6 % en 2015 mais représente encore 14 % de la production. Le nucléaire a été remplacé par le solaire qui représente 21,3 % de la puissance installée mais seulement 5,3 % de la production, son taux de charge n'étant que de l'ordre de 10 %, ce qui a fait dire à Joe Kaiser, président de Siemens, que « soutenir le solaire en Allemagne, c'était comme soutenir la culture des ananas en Alaska. »

Les experts appuient encore où ça fait mal en rappelant qu'il n'y a pas que le

mix électrique et que le solaire ne représente *in fine* que 0,5 % de l'énergie primaire consommée, ce qui revient à retarder le changement climatique de 37 minutes ! Ce n'est pas le plus grave : la forte progression des énergies éoliennes et solaires, par essence intermittentes, a entraîné le recours aux centrales thermiques, dont celles à lignite et au charbon (71 en Allemagne, 4 en France) qui ont produit 250 Mteq de CO₂ (sur un total de 925 Mteq CO₂) – dans le mix, le rapport CO₂/kWh a baissé depuis 2000 mais il est encore de 560 g/kWh (60 g en France).

Par ailleurs, les sommes investies pour l'« Energiewende », de l'ordre de 350 milliards d'euros (Mrds€) sont « kolossales ». Rien que le soutien aux énergies renouvelables (ENR) représente 22 Mrds € en 2015, et depuis quinze ans, 156 Mrds€ ont été distribués en subventions. Alors que la consommation électrique stagne, les capacités de production ont augmenté de 75 %. L'électricité solaire et éolienne subventionnée a déséquilibré le marché européen ; le prix de gros est passé à 30 € le MWh et il est parfois négatif lors de « über greenproduktion ». Paradoxe : 85 M€ ont été versés aux



opérateurs pour qu'ils ne produisent pas ! À ce prix là, l'Allemagne est devenue exportatrice de kW et c'est le marché européen qui souffre. Il ne faut pas croire que c'est au bénéfice du consommateur, car nos voisins payent le kWh près de 30 c€, plus du double qu'en France, un prix dix fois supérieur au prix du marché de gros ! Les particuliers et les contribuables allemands payent et ont payé la stratégie des ENR ; la taxe EEG est de 6,1 c€ par kWh et représente 22 % du prix du kWh, alors qu'en France, la CSPE (contribution au service public de l'électricité) est de 1 c€ ou 7 %. Heureusement, pour préserver la compétitivité de l'industrie pour les électro-intensifs, l'EEG n'est que de 0,05 c€/kWh.

Une enquête récente, suscitée par les Verts du Bundestag, a révélé une forte augmentation de la précarité énergétique puisque l'on dénombre près de 8 millions de ménages dans ce cas. La Cour des comptes, quelques économistes et scientifiques ont émis en 2016 des critiques sur ces dépenses gargantuesques pour des technologies matures au détriment d'investissements en recherche visant des innovations de rupture. Ils rappellent que l'électricité ne représente que le tiers de l'énergie primaire consommée et que l'effort doit aussi porter sur la chaleur et les transports. Ils pointent du doigt le déséquilibre entre le nord-est, d'où vient l'essentiel de l'électricité verte, et le sud-ouest consommateur, nécessitant des investissements considérables en lignes et réseaux d'acheminement. C'est pourquoi fin 2016, le gouvernement de Mme Merkel a décidé de mettre un frein à cette expansion désordonnée, de plafonner l'arrivée de puissances supplémentaires en n'autorisant pas plus de mille éoliennes par an (27 000 en 2016) et de ne plus subventionner la photovoltaïque.

Le modèle français

La situation de la France est assez différente car la réserve de puissance n'est pas thermique, mais nucléaire. La transition énergétique vise à la réduire de 72 à 50 % en 2025 (plus précisément à 63 GW), de porter les ENR à 32 % en 2030 (23 % en 2023) et de baisser de 40 % les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2030. Les chantiers qui attendent le nouveau gouvernement sont dans le mix électrique (le nucléaire et les énergies renouvelables) et dans la baisse des GES (l'habitat et les transports).

Le mix électrique et le nucléaire

Rappelons d'abord qu'en 2016, la production d'électricité a été en France de 531 TWh (voir *tableau*), dont moins de 17 % émetteurs de CO₂ (55 % en Allemagne), et ceci grâce au nucléaire qui représente 72 % de la production et aux ENR pour 17 % dont l'hydraulique pour 12 %. Pour baisser à 50 % la part du nucléaire, il faudra fermer au moins 17 réacteurs, ce qui d'après l'Institut Montaigne demanderait plus de 210 Mrds€. Lorsqu'on a connu ce qui est advenu en 2016 de la fermeture de Fessenheim et du bras de fer entre Mme la ministre et EDF, on peut s'attendre à ce qu'il faudra beaucoup de persuasion au nouveau ministre pour extrapoler ces fermetures. La majorité des scientifiques et techniciens pensent en effet qu'abandonner la filière nucléaire équivaut à se tirer une balle dans le pied. Il faudrait au contraire avoir une stratégie de long terme pour le nucléaire et une ambition industrielle forte pour une « French Tech nucléaire » portée par nos spécialistes du CEA et l'expérience technique française des EPR « Nouveau Modèle » (dits EPR NM) qu'il faudrait programmer pour 2025-2030, et poursuivre le développement industriel du réacteur de 4^e génération ASTRID de 600 MW qui peut brûler les déchets nucléaires et

prolonger les ressources en matière fissile. Nous avons une place prépondérante en Europe à garder alors que plus d'une quarantaine de réacteurs sont programmés dans le monde.

Le mix électrique et les énergies renouvelables

Pour remplacer les 125 TWh du nucléaire qui manqueront en 2025, il faut bâtir 80 GW d'éolien (11,2 en 2016) ou 93 GW de solaire (6,7 en 2016). La PPE (programmation pluri-annuelle de l'énergie) approuvée en octobre 2016 prévoit d'ici 2023 :

- 26,6 GW pour l'hydraulique, alors que nous en avons déjà 25,5, à condition de préserver la maîtrise de nos barrages et de développer l'hydroéolien...

- 22 à 26 GW pour l'éolien, ce qui revient à plus que doubler la puissance installée et implanter 5 600 éoliennes en six ans, soit près de mille et 2 GW par an. Sachant que 2016 a été une année record avec 1,5 GW installés, le retard sera dur à rattraper. L'abrogation des ZDE (zones de développement de l'éolien) et de la règle des cinq mâts doit faciliter les installations nouvelles, mais l'attachement des Français à leur paysage et la passion des recours administratifs sont les freins à vaincre localement.

- 19 GW pour le solaire, ce qui revient à multiplier par trois le parc photovoltaïque et installer 2 GW par an d'ici 2023. En 2015, seuls 853 MW le furent et 2016 est la pire année avec seulement 550 MW raccordés. Pourtant, le prix du watt-crête a été divisé par trois en six ans, mais avec une plus faible répercussion pour le particulier ; les installations ont pâti d'une politique de raccordement et de rachat des kWh floue et variable. Les prix de rachat ayant quasi rejoint les prix du marché, l'autoconsommation tant vantée reste un leurre en France compte tenu du retour sur investissement. Reste aussi à trouver les espaces d'implantation et les investissements pour les champs

	Allemagne 2015 : 620 TWh, 187 GW installés				France 2016 : 531,1 TWh, 131 GW installés			
	Production (TWh)	%	Puissance (GW)	%	Production (TWh)	%	Puissance (GW)	%
Lignite	140	22,5	21,8	11,6	0	0	0	0
Charbon	105	17	27	14,4	7,4	1,4	3	2,3
Gaz fuel	100	16	28,6	15,3	38,2	7,2	19	14,5
Biomasse	55	8,8	8,8	4,7	8	1,5	1,9	1,4
Nucléaire	87	14	10,8	5,7	384	72,3	63,3	48,3
Hydro	20	3,2	5,6	3	64	12	25,5	19,4
Éolien	80	13	44	23,5	21	3,9	11,2	8,5
Solaire	33	5,3	40	21,3	9	1,7	6,7	5,1

Tableau - Mix électrique de l'Allemagne et de la France.

photovoltaïques ; environ mille hectares et un milliard d'euros par GW. En ce domaine, le manque de filières industrielles françaises fortes se fait sentir afin de ne pas être esclave des importations d'Allemagne, d'Espagne ou de Chine. Dans le secteur de l'éolien, Alstom a été racheté par General Electric, et Areva a cédé ses activités à Gamesa et Siemens. Pour le solaire, plusieurs sociétés – Voltec Solar, Sillia, FranceWatts... – montent des panneaux avec des cellules chinoises, alors que Photowatt et le consortium PV20 autour de MPO et le CEA-INES ont la volonté de monter des installations purement françaises, du wafer silicium au panneau.

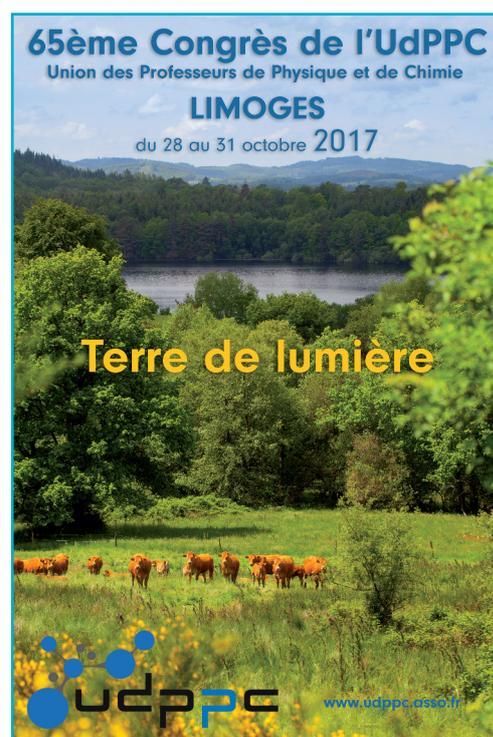
La peur du black-out et la spirale économique

Fin 2016, les médias ont largement salué sur la « panne électrique » possible compte tenu du nombre de réacteurs nucléaires à l'arrêt. La pointe de consommation de la soirée du 17 janvier 2017 (19-20 h) a bien failli illustrer cette hypothèse. La demande a été de 93 GW alors que la production nucléaire était de 56 GW, l'hydraulique et le thermique représentaient 31 GW et les renouvelables 2,7 GW (essentiellement l'éolien, car quoi qu'en ait dit Mme Royal, à cette heure-là le Soleil était couché !) ; il manquait donc 3,3 GW fournis (chèrement) par nos voisins. Prenons les mêmes conditions huit ans plus tard : en 2025, la production nucléaire ne serait plus que de 41 GW, et supposons en étant optimiste que l'hydraulique et le thermique soient encore à la même hauteur, soit 31 GW (malgré la fermeture des dernières centrales à charbon). L'éolien en grande progression aura doublé à 6 GW, le Soleil sera toujours couché, et il restera donc à trouver 15 GW, c'est-à-dire cinq fois plus qu'en 2017. C'est la panne ou l'importation d'énergie carbonée de nos bienveillants et chers voisins s'il ne fait pas trop froid chez eux. En

Grande-Bretagne, pour faire face à l'intermittence non programmable, des centrales à gaz sont prêtes à prendre le relais, mais il faut subventionner les propriétaires car elles ne fonctionnent qu'une petite partie du temps.

La France et la DCN (Direction des Constructions Navales) sont très fiers du contrat australien de construction des sous-marins dans les chantiers de Perth ou d'Adelaïde, mais après la fermeture de deux centrales au charbon, l'excès de productions intermittentes dans le sud de l'Australie entraîne des black-out tous les mois et nécessite pour l'alimentation des chantiers de nouvelles productions stables de quelques centaines de MW thermiques ou un stockage géant de 100 MWh que leur propose Elon Musk. L'augmentation des sources électriques renouvelables est évidemment un souci pour les opérateurs énergétiques et les régulateurs du réseau de distribution. Pour éviter le black-out, il faut avoir des réserves de puissance, payer les constructeurs de centrales thermiques, et libéraliser le marché pour qu'ils puissent rentabiliser leurs investissements. Hélas, avec un prix de marché en Europe en dessous de 30 €/MWh, aucun électricien ne peut investir sans subvention. La stagnation de la consommation, la baisse des prix des renouvelables, leur intermittence, les prix de gros de plus en plus souvent négatifs entraînent le marché de l'électricité dans une « spirale de la mort ». Il est clair qu'il faut revoir le modèle économique, investir dans un réseau bien plus intelligent, revoir les structures tarifaires et, tant pis pour nous, avoir le courage de dire aux particuliers que le prix du kWh augmentera avec le pourcentage de renouvelable dans le mix et s'approchera du prix outre-Rhin (30 c€), avec une précarité énergétique qui peut s'étendre. La transition énergétique, c'est aussi ça !

Mais rassurez-vous, en France, l'énergie électrique ne représente que 23 %



de l'énergie primaire ; le transport, l'habitat, l'agriculture, l'industrie... sont aussi des dévorateurs de joules et calories et sont de bien beaux émetteurs de CO₂...

Pour ces nouveaux chantiers, suite au prochain numéro de *L'Actualité Chimique* en septembre*...



Jean-Claude Bernier
Mai 2017

[1] Académie des sciences, « La question de la transition énergétique est-elle bien posée dans les débats actuels ? », 17 avril 2017, www.academie-sciences.fr/pdf/rapport/lpdr_190417.pdf

* En attendant, lire (ou relire) le numéro spécial « Transition énergétique : une nouvelle aube pour la chimie », *L'Act. Chim.*, 2016, 408-409.

45
Sc
21

Culture
iencesChimie

1794

ENS

MINISTÈRE
DE L'ÉDUCATION
NATIONALE, DE
L'ENSEIGNEMENT
SUPERIEUR ET DE
DE LA RECHERCHE

Mis à disposition
**CAPES et
AGRÉGATION**
aux épreuves orales

Site de ressources en Chimie pour les enseignants

Thèmes en lien avec les
**PROGRAMMES
D'ENSEIGNEMENT**
Contenu validé par des
CHERCHEURS

Articles, Vidéos, Diaporamas
AGENDA, ACTUALITÉS
événements, conférences, parutions
scientifiques...

<http://culturesciences.chimie.ens.fr>