

N° 534

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2013-2014

Enregistré à la Présidence du Sénat le 14 mai 2014

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

*au nom de la commission des affaires européennes (1) sur la coopération
énergétique franco-allemande,*

Par M. Jean BIZET,

Sénateur.

(1) Cette commission est composée de : M. Simon Sutour, *président* ; MM. Alain Bertrand, Michel Billout, Jean Bizet, Mme Bernadette Bourzai, M. Jean-Paul Emorine, Mme Fabienne Keller, M. Philippe Leroy, Mme Catherine Morin-Desailly, MM. Georges Patient, Roland Ries, *vice-présidents* ; MM. Christophe Béchu, André Gattolin, Richard Yung, *secrétaires* ; MM. Nicolas Alfonsi, Dominique Bailly, Pierre Bernard-Reymond, Éric Bocquet, Mme Françoise Boog, Yannick Botrel, Gérard César, Mme Karine Claireaux, MM. Robert del Picchia, Michel Delebarre, Yann Gaillard, Mme Joëlle Garriaud-Maylam, MM. Joël Guerriau, Jean-François Humbert, Mme Sophie Joissains, MM. Jean-René Lecerf, Jean-Jacques Lozach, Mme Colette Mélot, MM. Aymeri de Montesquiou, Bernard Piras, Alain Richard, Mme Catherine Tasca.

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
SYNTHESE	5
LISTE DES PRINCIPALES PROPOSITIONS	7
AVANT-PROPOS	9
CHAPITRE I^{ER} CONDUIRE LA DIMENSION TECHNIQUE	11
I. MAÎTRISER LE FOISONNEMENT DE TECHNIQUES ENCORE IMMATURES	11
A. LA GESTE DES ENR, DE L'INTERMITTENCE ET DE L'ALÉA	11
1. <i>Air, soleil et marées : l'électricité intermittente plus ou moins aléatoire</i>	11
2. <i>La valorisation énergétique de la biomasse : une ENR à la demande</i>	14
B. LA SAGA DES ÉCONOMIES ET DE LA RÉCUPÉRATION D'ÉNERGIE :	15
1. <i>Les économies d'énergie, un chantier majeur toujours en cours</i>	16
2. <i>La récupération d'énergie : une activité encore balbutiante</i>	16
II. LE DIPTYQUE TECHNIQUE « STOCKAGE - RÉSEAU »	17
A. STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ET RÉSEAUX INTELLIGENTS, DES NOTIONS TECHNIQUEMENT DISTINCTES,.....	17
1. <i>Les solutions de stockage à petites, moyenne ou grande échelle</i>	18
2. <i>La coordination « intelligente » des sources de consommation</i>	23
B. ...UNIES PAR UN LIEN FONCTIONNEL MAJEUR	24
1. <i>L'efficacité par la pertinence du couple « moyens de stockage et ampleur du réseau »</i>	24
2. <i>L'empilement cohérent des réseaux</i>	25
CHAPITRE II GÉRER LA DIMENSION ÉCONOMIQUE	27
I. LE COÛT INTENABLE D'UNE TRANSITION À MARCHÉ FORCÉE	27
A. LES CHIFFRES SONT SANS APPEL	27
1. <i>Aller trop vite impose de mobiliser trop de ressources</i>	27
2. <i>L'attractivité de l'Europe souffre de prix excessifs</i>	32
B. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DES ENR ET SES CONSÉQUENCES	33
1. <i>Des investissements très élevés, des coûts marginaux nuls</i>	33
2. <i>L'intermittence compromet les réseaux et les industries énergétiques existantes</i>	34

II. LE TRIPTYQUE « RÉGULATION DES PRIX - GESTION DU MARCHÉ - RYTHME DE LA TRANSITION »	40
A. L'INDISPENSABLE GESTION DES PRIX ET DU MARCHÉ	40
1. <i>Le distinguo fondamental entre prix et facture</i>	<i>40</i>
2. <i>Le marché ne peut tout faire</i>	<i>41</i>
B. LE NUCLÉAIRE, INDISPENSABLE À LA TRANSITION	46
1. <i>Une ressource préservant le climat et l'environnement</i>	<i>46</i>
2. <i>Un atout de la France, indispensable à l'Allemagne et à l'Europe</i>	<i>48</i>
CONCLUSION GÉNÉRALE	53
ANNEXES	55
I. LES GRANDES ÉTAPES RÉCENTES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE FRANCO-ALLEMANDE	57
II. MIX ÉLECTRIQUES COMPARÉS DE LA FRANCE ET DE L'ALLEMAGNE	59
III. LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DE L'ALLEMAGNE	61
IV. VERS QUEL MIX ÉNERGÉTIQUE TENIR LE CAP ?	69
EXAMEN EN COMMISSION	71
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	77

SYNTHÈSE

La coopération énergétique franco-allemande s'étant focalisée jusqu'à présent sur la transition vers les énergies renouvelables, votre rapporteur a pris le parti d'examiner la thématique de la transition énergétique en distinguant la dimension purement technique du sujet - celle précisément qui a fait l'objet d'une initiative franco-allemande ces dernières années - et l'aspect macro-économique, jusqu'ici délaissé par la réflexion conjointe engagée entre ces deux États membres fondateurs de l'Union européenne. Cette présentation séparée permet de distinguer clairement les domaines où il convient de transformer en programmes concrets l'essai des déclarations d'intention et les domaines où tout reste à faire en matière de coopération franco-allemande. Néanmoins, l'Union européenne doit simultanément conduire la transition énergétique sur le plan technique et la gérer sur le plan économique.

Les difficultés rencontrées jusqu'à présent par la transition énergétique tiennent à plusieurs raisons, qui tirent toute leur origine de l'intermittence subie :

- des composantes étroitement complémentaires sont parvenues aujourd'hui à des niveaux de maturité extrêmement divers, ce qui gêne leur mise en œuvre. Ainsi, la production d'énergie renouvelable intermittente, l'utilisation maximale de cette énergie au moment où elle est produite et le stockage de l'excédent forment en réalité un tout, alors que seules certaines techniques permettant d'obtenir de l'énergie renouvelable intermittente sont actuellement parvenues à une maturité permettant d'envisager leur utilisation à grande échelle, mais au prix d'un système énergétique boiteux ;

- en l'absence de capacité de stockage digne de ce nom et faute de « réseaux intelligents » à même de caler partiellement la consommation d'énergie sur la production, les lignes à haute tension subissent des variations qui n'avaient pas été anticipées lors de leur conception ;

- combinée avec l'attribution à guichets ouverts de tarifs garantis au profit des producteurs d'électricité renouvelable intermittente, leur accès prioritaire au marché de gros se traduit notamment par des apports massifs d'électricité lorsque le vent souffle et que le soleil est radieux, si bien que le prix peut y devenir nul, voire négatif !

- les conséquences de la production intermittente d'électricité renouvelable sont ainsi répercutées sur les producteurs traditionnels, avec un risque croissant de défaillances pouvant compromettre une fourniture d'énergie suffisante lorsque le temps est couvert et le vent ne souffle pas,

sauf à mettre sur pied un marché de capacités disponibles, qui pour l'heure n'existe pas.

- le principe même des énergies naturelles renouvelables consiste à investir beaucoup aujourd'hui pour disposer demain d'une énergie au coût marginal nul ou négligeable. Or, le marché valorise les fournitures précisément au coût marginal. Pour l'heure, la seule solution mise en œuvre revient à garantir le prix de vente de l'électricité ainsi obtenue, quelle que soit son utilité pour les consommateurs. Modestes au départ, les sommes en cause deviennent intenable même pour la très prospère économie allemande.

Le moment est donc venu pour les deux principaux producteurs d'énergie renouvelable au sein de l'Union européenne - l'Allemagne et la France, qui sont aussi les principaux producteurs d'énergie toutes catégories confondues, ainsi que ses deux principaux consommateurs - de conduire une réflexion leur permettant d'élaborer des schémas cohérents d'investissements faisant appel à des ensembles de techniques matures mais non exposées à une obsolescence trop rapide. Pour être véritablement efficace, cette coopération devra impérativement comporter tout un volet consacré à la gestion économique du système énergétique, pour préserver les marchés des perturbations aberrantes dont les consommateurs ne tirent aucun avantage, alors qu'elles compromettent la survie d'opérateurs indispensables à la fourniture d'électricité, tout en incitant à l'usage maximum du charbon et du lignite, sources d'énergie contraires par excellence à toute préoccupation environnementale portant sur la pureté de l'air ou le réchauffement climatique.

LISTE DES PRINCIPALES PROPOSITIONS

1° Établir des partenariats de recherche portant sur les techniques de production d'électricité à partir de sources renouvelables, sur les « réseaux intelligents » et sur le stockage de l'énergie, pour déterminer les technologies parvenues à maturité.

2° Élaborer une vision prévisionnelle scientifique des évolutions techniques à venir.

3° Tracer une carte de « réseaux intelligents » couvrant la France et l'Allemagne afin de maximiser l'utilisation immédiate des pointes de production inhérentes aux énergies naturelles renouvelables.

4° Organiser conjointement les capacités de stockage d'énergie dès que les techniques disponibles seront concrètement utilisables à grande échelle, notamment la filière « *power to gas to power* ».

5° Conduire des programmes d'économie d'énergie, en premier lieu dans l'habitat, les activités tertiaires et le transport, afin que la réduction des quantités facturées compense la hausse des prix de l'énergie – inévitable pendant la longue phase d'investissement exigée par la transition énergétique.

6° Compléter en France la coopération ainsi engagée par une réflexion préparant l'émergence ultérieure de la politique européenne de l'énergie, notamment :

- le choix politique au sens le plus exigeant du terme quant au bouquet énergétique, puisqu'il est nécessaire de remplacer à un rythme soutenu les centrales électronucléaires afin de les moderniser ;
- la pérennité des systèmes de rachat d'électricité d'origine renouvelable à guichet ouvert ;
- examiner de façon rationnelle les techniques disponibles permettant d'utiliser les ressources offertes par les gisements non conventionnels d'hydrocarbures, notamment les gaz de schiste ;
- l'articulation entre une politique climatique européenne aux effets extrêmement relatifs à l'échelle mondiale, la politique énergétique et la réindustrialisation de l'Europe ;
- l'orientation à donner au signal-prix du carbone comme moyen d'une politique environnementale à conduire de concert avec les autres parties prenantes aux actions de long terme conduites en ce domaine à l'échelle mondiale.

AVANT-PROPOS

Le processus de coopération énergétique a commencé avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier, fondée en 1952 et complétée en 1957 par le traité Euratom consacrée à l'énergie d'origine nucléaire. C'est dire si le thème énergétique constitue un axe majeur de l'Europe, la compétence en ce domaine étant partagée entre les États membres et l'Union depuis le traité de Lisbonne.

Sur le plan de la pollution imputable à la production d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre ayant la même origine, le bouquet énergétique français se singularise de tous les autres grâce à la place prédominante de la filière électronucléaire dans l'Hexagone. Sur ce plan, la situation de l'Allemagne est plus proche de celle observée en Grande-Bretagne et en Pologne, où le charbon conserve un rôle considérable. L'analogie entre ces trois États membres s'arrête là, puisque la Grande-Bretagne et la Pologne veulent accroître la production électronucléaire précisément pour diminuer le recours au charbon, alors que la volonté d'éliminer rapidement la production obtenue à partir de l'uranium s'est traduite en Allemagne par l'utilisation accrue du charbon...

Mais la très ambitieuse loi allemande organisant une transition énergétique vers des sources renouvelables et privilégiant l'extinction de la filière nucléaire au profit temporaire de l'énergie produite à partir de lignite ou de charbon devrait être bientôt revue en raison de son coût exorbitant, bien que le recours aux énergies solides ait précisément pour objectif de contenir la dépense. C'est dans ce contexte que les autorités politiques des deux pays ont pris, notamment entre janvier 2013 et février 2014 une série d'initiatives tendant à ce que « *l'Allemagne et la France avancent ensemble et qu'elles deviennent le moteur d'une nouvelle croissance et de nouvelles opportunités pour l'ensemble du continent européen* » selon les mots du ministre allemand, M. Peter Altmaier. Il s'agit en pratique d'organiser la coopération au niveau étatique, étape indispensable à l'élaboration d'une authentique politique européenne de l'énergie qui ne se borne pas à organiser la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à l'interconnexion des gazoducs.

De fait, en ce domaine comme dans bien d'autres, les relations franco-allemandes jouent un rôle d'une importance primordiale pour la politique suivie par les 28, non seulement à cause du rôle historique de ces deux États membres fondateurs, mais principalement en raison de la place tout à fait singulière qu'ils occupent dans la sphère de l'énergie. La situation géographique ne peut évidemment être passée sous silence, mais les chiffres d'Eurostat concernant la production et la consommation d'énergie en 2012 sont encore plus éloquentes :

- la France est le premier producteur d'énergie de l'Union européenne, avec 17% du total, talonnée par l'Allemagne (16%), le Royaume-Uni (15%), puis la Pologne (9%) ;
- en matière d'énergie électronucléaire, la France arrive très nettement en première position avec 48% de la production, distançant l'Allemagne (11%) ;
- pour les énergies d'origine renouvelable, c'est l'Allemagne qui tient la corde avec 19 % du total, devant la France (12%) ;
- enfin, l'Allemagne est le premier consommateur d'énergie au sein de l'Union (19%), suivie par la France (15%) et le Royaume-Uni (12%).

Ainsi, quel que soit l'indicateur énergétique considéré, la France et l'Allemagne représentent à elles seules 31% à 59% de l'Union européenne. En ajoutant le Royaume-Uni, on obtient 48% de la production d'énergie de toute l'Union européenne et 46% de la consommation, mais avec une cohésion territoriale amoindrie par l'insularité britannique.

Finalement, des choix nationaux divergents aboutissent à un même objectif : assurer une transition énergétique économiquement satisfaisante, dans un cadre inévitablement européen.

Le contexte économique actuel incite fortement à éviter toute décision hâtive quant aux choix techniques (chapitre I), pour maîtriser la dimension économique de la transition engagée (chapitre II).

Premier maillon de l'Europe de l'énergie encore balbutiante, la coopération franco-allemande en ce domaine doit s'étendre tout d'abord à la Pologne et à la Grande-Bretagne, avant d'inclure tous les États-membres qui le souhaitent au sein d'une coopération renforcée tendant à structurer un espace d'interconnexions confortant l'indépendance énergétique de ses membres et créant une centrale d'achat dans le respect des choix opérés par chacun en matière de bouquet énergétique, un choix politique par excellence, où le rationnel doit l'emporter sur l'émotionnel.

CHAPITRE I^{ER} CONDUIRE LA DIMENSION TECHNIQUE

Seul objectif proclamé de la coopération institutionnelle entre l'Allemagne et la France dans le domaine énergétique, la maîtrise des sources renouvelables d'énergie constitue évidemment la première étape de toute transition énergétique (I), mais elle est loin d'en être l'alpha et l'oméga : l'intermittence - souvent aléatoire - étant une caractéristique majeure des nouvelles sources d'énergies utilisables dans l'espace européen, la transition suppose de disposer en parallèle de moyens de stockage, une problématique fonctionnellement liée à la bonne gestion des consommations d'électricité (II).

I. MAÎTRISER LE FOISONNEMENT DE TECHNIQUES ENCORE IMMATURES

C'est l'objectif proclamé de la coopération énergétique franco-allemande.

À la notable exception de l'énergie hydraulique de montagne, l'espace européen ne comporte aujourd'hui aucune source renouvelable d'énergie qui puisse être mobilisée à une échelle significative en fonction de la demande : le cas des geysers islandais reste unique et ne devrait influencer que très marginalement et indirectement la politique européenne de l'énergie, *via* un câble reliant l'Islande à la Grande-Bretagne...

Pour l'essentiel, il reste donc à savoir comment utiliser au mieux les énergies renouvelables (ENR), avec leurs corollaires : la geste de l'intermittence et de l'aléa (A), mais les meilleures énergies sont celle que l'on n'utilise pas et celle que l'on récupère (B).

A. LA GESTE DES ENR, DE L'INTERMITTENCE ET DE L'ALÉA

1. *Air, soleil et marées : l'électricité intermittente plus ou moins aléatoire.*

Incontestablement, l'électricité photovoltaïque et la ressource éolienne (a) sont parvenues à une maturité très supérieure à la filière des marées (b).

a) L'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne.

Ces deux filières procurant de l'électricité à partir de sources renouvelables d'énergie ne rencontrent pas d'obstacle physique majeur à leur développement, alors que la filière hydroélectrique en montagne semble parvenue à son zénith.

Aujourd'hui, les panneaux photovoltaïques occupent la première place au niveau mondial en termes d'investissements, avec 114 milliards de dollars en 2013, les éoliennes arrivant en seconde place avec 80 milliards de dollars, l'ensemble des autres sources renouvelables d'énergie, biocarburants inclus, ne dépassant guère 20 milliards de dollars.

L'électricité d'origine solaire peut déjà être concurrentielle, sans subvention, sur les marchés où l'électricité est coûteuse. En France, l'électricité d'origine éolienne terrestre est moins chère (82 euros par mégawattheure) que celle obtenue à partir de panneaux photovoltaïques (minimum 230 euros par mégawattheure), mais reste plus coûteuse que celle provenant de centrales nucléaires (50 euros par mégawattheure) et surtout des barrages hydroélectriques (15 à 20 euros par mégawattheure). **En France, les éoliennes connectées ont une capacité de 8.000 mégawatts, contre seulement 613 mégawatts pour l'ensemble des panneaux photovoltaïques connectés.** L'étude comparée du photovoltaïque en France et en Allemagne devrait être instructive, puisqu'avec 7,6 gigawatts supplémentaires en 2012 l'Allemagne occupe le premier rang des capacités nouvelles installées, d'après le deuxième rapport annuel sur l'état de l'énergie photovoltaïque, publié par le Centre commun de recherche de la Commission européenne. Au plan mondial, 30 nouveaux gigawatts ont vu le jour cette même année. Si le plus grand succès du photovoltaïque en Californie qu'en France est aisément explicable par le climat, il n'en va évidemment pas de même lorsque la comparaison porte avec l'Allemagne, où il convient de rechercher la cause dans la plus grande simplicité des procédures d'agrément, bien plus rapides qu'en France et environ quatre fois moins coûteuses, et dans les tarifs plus élevés de l'électricité germanique facilitant la rentabilisation des cellules photovoltaïques.

En outre, les évolutions extrêmement rapides observées ces toutes dernières années dans la captation concrète de l'énergie solaire sont de nature à justifier un recours à la recherche appliquée. Deux exemples permettent d'illustrer la situation : la cogénération solaire et le vitrage photovoltaïque.

La cogénération solaire consiste à utiliser des panneaux d'apparence semblable à ceux actuellement mis en œuvre sur certains toits, mais produisant à la fois de la chaleur et de l'électricité, pour un rendement énergétique total proche de 100 %, contre 20 % pour les panneaux uniquement solaires. Cette solution est handicapée par un prix de revient trop élevé, mais il faut se souvenir que les modules solaires actuellement utilisés à grande échelle coûtaient cinq fois moins en 2012 qu'en 2008.

Inventé en 1991, le vitrage photovoltaïque utilise la photosynthèse pour produire de l'électricité. Sans entrer dans le détail technique du dispositif, il convient d'en souligner trois caractéristiques majeures : ce verre photovoltaïque peut transformer façades vitrées des immeubles et fenêtres en sources d'énergies, soit des surfaces utiles sans commune mesure avec celles des toits, surtout dans les immeubles de bureaux ; le rayonnement infrarouge étant mis à contribution pour obtenir de l'énergie, l'effet de serre disparaît à l'intérieur du bâtiment, ce qui doit nettement réduire les besoins en climatisation ; les rendements restent inférieurs à ceux des panneaux photovoltaïques, mais pour un prix de fabrication bien plus bas. L'inconvénient principal des verres photosensibles est qu'ils paraissent mal vieillir.

Il est donc légitime d'inscrire la filière photovoltaïque parmi les objets de la coopération énergétique franco-allemande, non tant pour maîtriser les techniques photovoltaïques déjà répandues, mais pour apprécier l'horizon probable de leur obsolescence. Il y a là bien plus qu'un enjeu technique : **avant d'investir, il est fondamental de savoir si l'équipement pourra être amorti** avant qu'une technologie nouvelle ne transforme le carrosse de l'économie en citrouille de la perte sèche.

La filière éolienne semble moins exposée à ce type de risque, mais elle partage avec l'énergie solaire un point faible qui leur est consubstantiel : l'intermittence aléatoire, qui explique pourquoi les 100 gigawatts installés sur Terre en 2012 n'ont produit que 38,5 gigawatts d'électricité.

b) Marées : l'énergie intermittente régulière.

Les déconvenues subies à l'usine marémotrice de la Rance ne doivent pas faire oublier ce qui fait la vertu première des marées : la régularité à laquelle une énergie cinétique gigantesque met en mouvement des masses énormes d'eau.

Un « *appel à manifestation d'intérêts* » a été lancé en France à l'automne 2013. Les techniques de l'avenir sont donc très loin d'être déjà disponibles, mais cela n'enlève rien au caractère prometteur de cette source d'électricité, à la fois renouvelable et prévisible. En outre, les deux défis spécifiques à relever sont identifiés : éviter l'ensablement des lieux et la corrosion du matériel.

Au demeurant, la relance de l'énergie dite « *hydrolienne* » a déjà commencé, grâce à des installations dont la forme générale évoque des éoliennes immergées. En ce domaine, l'Allemagne n'est peut-être pas le meilleur partenaire envisageable pour la France, puisque le *leader* au sein de l'Union européenne est britannique... Il convient néanmoins de mentionner cette source d'énergie, nouvelle sur le plan technique, avec un potentiel estimé à 3 gigawatts pour les côtes françaises, la capacité mondiale devant avoisiner le potentiel théorique des panneaux photovoltaïques recensés en 2012, avec une estimation comprise entre 75 et 100 gigawatts. L'avantage

principal des hydroliennes provient d'une régularité qui devrait faire mieux coïncider capacité et production. Les installations actuellement testées fournissent des puissances comprises entre 0,5 et 2 mégawatts par hydrolienne. Le Canada semble disposer du projet le plus ambitieux, dont la puissance devrait être portée à 300 mégawatts, avec 950 emplois directs créés dans la Nouvelle-Écosse, où deux turbines expérimentales de 2 mégawatts chacune devraient dans un premier temps fournir l'électricité à plus de 1 000 foyers.

2. La valorisation énergétique de la biomasse : une ENR à la demande

Qu'elle prenne la forme de biocarburants, de méthanisation ou de production électrique, la valorisation de la biomasse sous toutes ses formes – notamment des déchets ménagers, industriels ou agricoles – peut contribuer grandement à l'indépendance énergétique, donc à la sécurité d'approvisionnement, mais sous réserve de procurer suffisamment d'énergie à un prix de revient concurrentiel.

Cela reste un objectif, plausible à l'horizon d'une quinzaine d'années pour l'aspect technique. Il restera ensuite à en financer le déploiement sur l'ensemble du territoire.

On peut dès à présent obtenir des biocarburants de première génération et des tourteaux alimentaires pour le bétail. Il sera possible d'ici la fin de la décennie d'obtenir des carburants de deuxième génération – sans production liée d'aliments pour le bétail – à partir de matières premières lignocellulosiques ou de déchets alimentaires. En ce domaine, l'Allemagne et la France jouent un rôle de premier plan. Bien que les produits obtenus soient des hydrocarbures, cette filière mérite d'être prise en compte dans la transition énergétique tendant à réduire les émissions polluantes ainsi que les émissions de gaz à effet de serre, parce que le bilan carbone des processus industriels mis en œuvre est incomparablement meilleur que celui présenté par l'extraction et le raffinage du pétrole.¹

La méthanisation utilise exclusivement des déchets biologiques, généralement inexploités aujourd'hui, pour obtenir du méthane identique au gaz naturel, donc directement substituable à celui-ci. Le bilan carbone est excellent, puisque l'opération consiste pour l'essentiel à récupérer du méthane produit par la décomposition inévitable de tissus organiques. Lorsqu'il est brûlé, le méthane produit du gaz carbonique et de la vapeur d'eau. Il ne provoque donc aucune pollution chimique. En outre, cette technique contribue à maîtriser l'effet de serre, puisque chaque molécule de

¹ Voir le rapport d'information n° 213 de la commission des affaires européennes, présenté par Mme Bernadette Bourzai, Biocarburants : Préserver le présent pour préparer l'avenir, décembre 2013.

méthane dispose d'un « potentiel de réchauffement global » (PRG) vingt-trois fois supérieur à celui du gaz carbonique émis en fin de processus.

Récupérer un gaz énergétique non polluant et réduire l'empreinte climatique de façon spectaculaire : **la méthanisation mérite une place de choix parmi les sujets à traiter dans le cadre de la coopération franco-allemande, avec d'excellentes perspectives de généralisation à l'ensemble des États membres.**

B. LA SAGA DES ÉCONOMIES ET DE LA RÉCUPÉRATION D'ÉNERGIE :

La meilleure énergie est celle que l'on n'utilise pas. Tout un chacun partage ce constat, mais l'économie d'énergie reste systématiquement traitée à part. Ainsi, le « paquet énergie climat 2020 » mentionne trois objectifs complémentaires mais distincts : réduire de 20 % la consommation d'énergie à l'horizon 2020 par rapport à ce qu'elle était trente ans plus tôt, porter à 20 % la part des ENR dans la production énergétique des États membres, diminuer de 20 % les émissions de gaz à effet de serre. En raisonnant toutes choses égales par ailleurs, ces objectifs signifient que les sources non renouvelables d'énergie doivent passer d'un indice 100 à un indice 64 (80 % de 80 %), soit une réduction de 36 % qui se décompose en 20 % d'énergie économisée et en 16% (20 % de 80 %) d'énergie renouvelable. Pour apprécier de façon complète l'évolution observée entre deux dates, il est conceptuellement nécessaire d'additionner l'évolution des énergies renouvelables et la moindre intensité énergétique de l'économie : la symétrie apparente des trois objectifs à 20 % chacun masque en fait une réduction presque double appliquée aux sources non renouvelables d'énergie est un objectif d'ENR moins ambitieux qu'il n'y paraît au premier abord. Tout cela justifie amplement que la coopération énergétique franco-allemande accorde une importance accrue aux économies d'énergie (1).

Ce thème est d'autant plus important que l'évolution technique est extrêmement prometteuse dans le domaine de la récupération d'énergie perdue. L'exemple le plus connu concerne à ce jour les récupérateurs d'énergie lors du freinage de véhicules électriques ou hybrides. Bien que les dispositifs en cause constituent techniquement des générateurs d'énergie, leur incidence est identique à celle procurée par une économie, puisque le besoin en apport énergétique est réduit : peu importe que la consommation en carburant d'un véhicule hybride soit diminuée grâce à une nouvelle conception mécanique ou parce que le freinage recharge les batteries. La coopération énergétique franco-allemande restera donc bancale, même en matière de recherche, si elle ignore le thème encore balbutiant mais prometteur de la récupération d'énergie (2).

1. Les économies d'énergie, un chantier majeur toujours en cours

Les deux principaux secteurs d'application sont l'habitat (a) et les transports (b).

a) L'habitat.

L'économie d'énergie est relativement simple pour l'habitat nouveau, d'où l'application aux constructions nouvelles de normes à l'exigence rapidement croissante.

La rénovation est une tâche techniquement plus ardue et bien plus difficile à rentabiliser sur le plan économique. En ce domaine, les pratiques française et allemande présentent de notables différences. Ainsi, les techniques d'isolation du bâti existant privilégient la partie intérieure des murs en France, alors que l'isolation extérieure est préférée outre-Rhin. D'après l'ADEME, le chauffage des bâtiments représente 65 % de la consommation totale d'énergie des logements principaux en France. Il est donc pertinent de mettre en commun les moyens d'expertise permettant d'élaborer la meilleure stratégie, dont rien n'exclut au demeurant qu'elle soit variable selon le climat.

b) Dans les transports.

Le remplacement rapide des véhicules est indispensable à l'utilisation des dernières techniques. En pratique, cela signifie que le financement des transports publics doit mettre l'accent sur le renouvellement du parc, la pratique de l'autopartage devant permettre aux urbains d'utiliser en permanence des motorisations offrant un bilan énergétique conforme aux dernières techniques opérationnelles, qu'il s'agisse d'utiliser peu d'énergie ou de récupérer celle gaspillée. Cette dernière solution constitue sans doute la voie la plus innovante pour diminuer l'énergie fournie au secteur des transports.

2. La récupération d'énergie : une activité encore balbutiante

Bien que la récupération d'énergie soit conceptuellement distincte de l'efficacité énergétique procurée par un moteur au rendement accru ou par une meilleure isolation thermique, le résultat est comparable, dès lors que l'énergie récupérée est immédiatement utilisée ou stockée.

Les seuls exemples actuels proviennent des transports utilisant un moteur électrique, de manière exclusive ou accessoire (charge d'un supercondensateur, microturbines actionnées par un fluide bouillant à 15°C). Les derniers résultats obtenus grâce à l'emploi de microturbines permettent de réduire la consommation de 10 % environ, un résultat d'autant plus prometteur que le secteur des transports absorbe actuellement 32 % de la

consommation d'énergie en France d'après l'ADEME. En outre, la récupération de la chaleur aujourd'hui dispersée peut avoir de nombreuses applications dans l'habitat et les industries, fournissant une électricité gratuite.

La coopération énergétique entre la France et l'Allemagne ne devrait pas se désintéresser de la récupération d'énergie perdue jusqu'à présent : cette mine à ciel ouvert ouvre un vaste champ d'exploration scientifique et technique.

Ni la France, ni l'Allemagne, ni les autres grands consommateurs européens d'énergie - Grande-Bretagne et Pologne en tête - ne peuvent sérieusement envisager à échéance prévisible le recours exclusif à des sources renouvelables d'énergie, car les techniques de production ne sont pas suffisamment matures. Elles sont donc encore trop évolutives pour que l'on puisse déterminer aujourd'hui les investissements à réaliser en disposant d'une protection raisonnable contre l'obsolescence.

Mais savoir où aller n'est que le premier des deux volets techniques : il faut également connaître le bon dimensionnement des installations. C'est tout l'enjeu du diptyque associant stockage et réseau.

II. LE DIPTYQUE TECHNIQUE « STOCKAGE - RÉSEAU »

L'intermittence caractérisant les énergies renouvelables - à l'exception de l'hydraulique en montagne et de la méthanisation - impose le développement homothétique des capacités de production et des moyens de stockage, ce qui fait apparaître un nouveau défi à relever, puisqu'**il faut disposer de moyens de stockage disponibles à la hauteur de l'énergie produite à un moment où l'on n'en a pas besoin**. Pour atténuer l'ampleur de cet investissement, il n'est qu'un moyen disponible : des réseaux « intelligents », c'est-à-dire utilisant au maximum les ressources de la révolution numérique en cours.

Ces deux notions sont techniquement distinctes (A), mais fonctionnellement liées (B).

A. STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ET RÉSEAUX INTELLIGENTS, DES NOTIONS TECHNIQUEMENT DISTINCTES,...

Les nouvelles sources renouvelables d'électricité imposent un recours au stockage, dès lors que leur contribution au mix énergétique dépasse un certain niveau. L'ordre de grandeur n'est pas supérieur à 10 %.

Toute la difficulté vient du fait que l'électricité est notoirement considérée comme une énergie « non stockable ». Formulé en ces termes, l'objectif tient de la gageure ou de la quadrature du cercle. La réalité est

heureusement un peu plus nuancée, puisqu'un éventail de possibilités techniques existe, mais celles susceptibles d'une application à très grande échelle ne sont pas toutes parvenues à maturité.

1. Les solutions de stockage à petites, moyenne ou grande échelle

a) À petite échelle : les batteries, épaulées demain par les condensateurs.

Seules possibilités techniquement disponibles aujourd'hui : l'accumulateur (vulgairement appelé « batterie », car l'industrie utilise habituellement plusieurs accumulateurs placés en batterie).

Sans ce dispositif, la société moderne ne serait pas ce qu'elle est, mais la capacité énergétique ainsi stockée reste quasiment négligeable même à l'échelle d'un pays : **il faudrait 10 millions de voitures électriques pour stocker autant d'énergie qu'il est possible d'en obtenir en faisant remonter l'eau en amont des barrages hydroélectriques français.**

D'autre part, même les accumulateurs les plus performants, dits « lithium-ion » souffrent de graves inconvénients qui limitent leur emploi : leur temps de charge se mesure en heures et le nombre de cycles chargement-déchargement reste limité.

A ces caractéristiques, s'ajoute une considération géographique : 9 des 10 millions de mètres cubes de réserves de lithium connues sur la planète sont concentrées dans trois pays : la Bolivie, le Chili et l'Argentine. La grande majorité de ces réserves se trouve en Bolivie, mais le Chili et l'Argentine fournissent plus de 55 % du lithium utilisé dans les pays industrialisés. Une telle concentration de ressources n'est pas sans inconvénient...



Le stockage à petite échelle est toutefois en train de connaître une révolution technique, avec l'avènement des « supercondensateurs » au graphène.

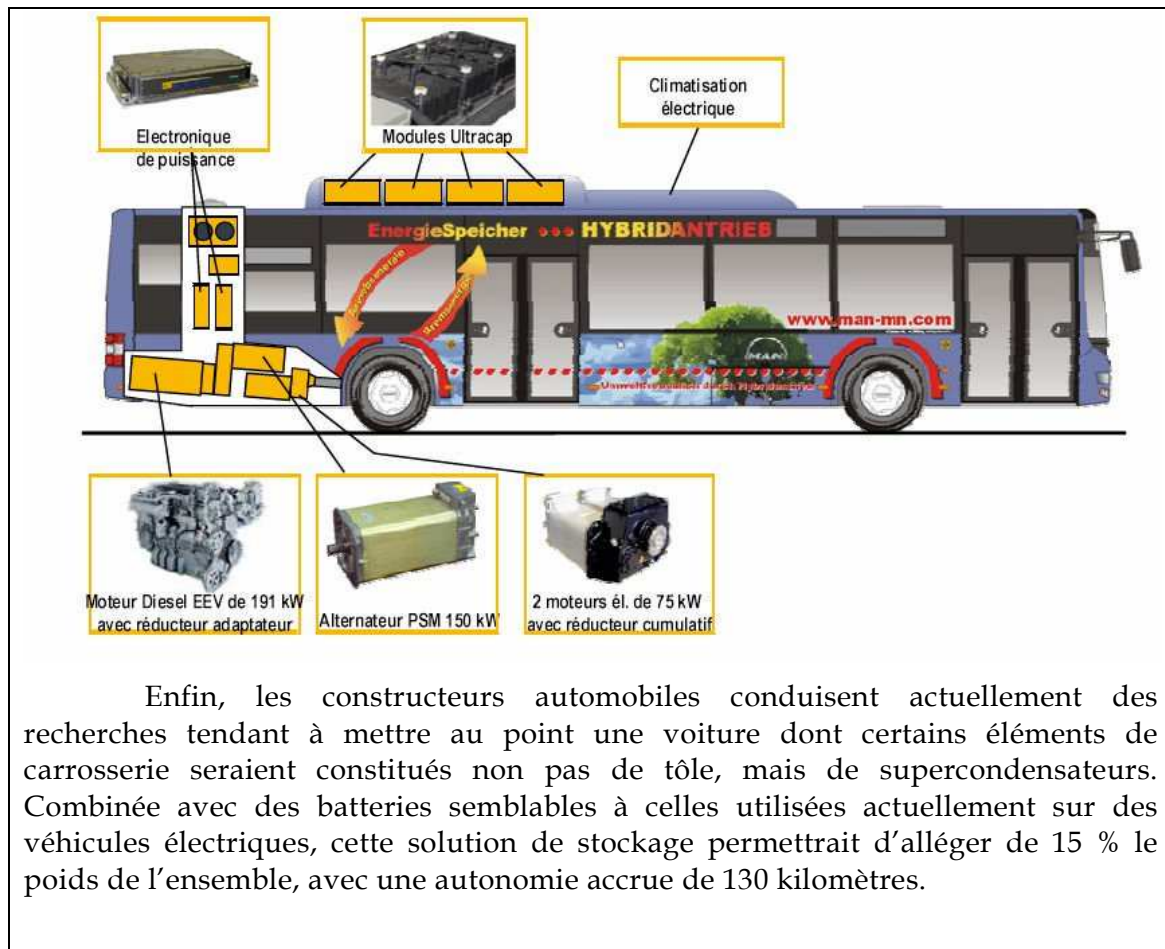
Alors que les accumulateurs nécessitent une réaction chimique pour stocker l'énergie électrique fournie, les condensateurs se limitent à stocker directement les électrons. Leur charge est donc presque instantanée. Il y a là un avantage capital, quel que soit le domaine d'application, singulièrement pour les transports routiers, puisqu'**il deviendra envisageable de faire « le plein » d'électricité en moins de temps qu'il n'en faut pour remplir un réservoir.**

Les expériences portant sur l'emploi de supercondensateurs au graphène dans les transports

Alors que l'utilisation type de ce genre d'équipement dans les transports en commun consiste encore souvent à stocker de l'énergie au freinage pour ouvrir et fermer les portes, des bus entièrement électriques utilisant des batteries et des supercondensateurs circulent à Shanghai depuis l'Exposition universelle de 2010. Après avoir parcouru plusieurs kilomètres, ces bus bénéficient d'une recharge complète en 80 secondes. Et les passagers disposent de l'air conditionné.

Plus près de nous, la communauté d'agglomération du pays de Lorient s'est équipée d'un catamaran entièrement électrique à même de transporter 150 personnes entre Lorient et Locmiquédic, 4 minutes suffisant pour recharger les supercondensateurs à chaque port. À raison de 28 recharges les jours de semaine, les supercondensateurs subissent sans détérioration plus de 7 000 cycles par an, alors que les batteries lithium-ion les plus durables doivent être remplacées après 1 000 cycles au maximum. Le seul point d'achoppement est le prix du bateau, légèrement supérieur à 3 millions d'euros contre 1,5 million avec une motorisation diesel. La durée effective d'amortissement de ce qui reste un prototype dépendra donc du prix du pétrole et des tarifs de l'électricité.

La RATP teste actuellement une quinzaine de bus hybrides à supercondensateurs, fabriqués en Allemagne, répartis sur quatre lignes de Paris intra-muros et de banlieue jugées représentatives de tous les trajets susceptibles d'être parcourus avec ce moyen de transport. Aucune recharge sur borne électrique n'est prévue, car les nombreux arrêts inhérents au bus urbain suffisent à alimenter les condensateurs qui mettent en mouvement les moteurs électriques dont la puissance cumulée atteint 150 kilowatts. Contrairement aux batteries, ces équipements ne nécessitent aucun entretien et ne devraient pas être changés pendant la durée de vie du bus. Le moteur diesel de 191 kilowatts intervient principalement dans les côtes, pour une consommation de carburant inférieure de 25 % à 30 % par rapport à celle observée sur un bus à motorisation exclusivement diesel.



Enfin, les constructeurs automobiles conduisent actuellement des recherches tendant à mettre au point une voiture dont certains éléments de carrosserie seraient constitués non pas de tôle, mais de supercondensateurs. Combinée avec des batteries semblables à celles utilisées actuellement sur des véhicules électriques, cette solution de stockage permettrait d'alléger de 15 % le poids de l'ensemble, avec une autonomie accrue de 130 kilomètres.

Jusqu'à une époque extrêmement récente, la technologie des supercondensateurs au graphène n'avait pas de débouchés industriels pour cause de coût et d'encombrement : l'utilisation d'un téléphone portable aurait nécessité un accumulateur ayant la taille d'un grille-pain ! Or, les progrès opérés dans les processus de fabrication sont en train de bouleverser la donne, bien que l'énergie électrique stockée par unité de poids atteigne au mieux la moitié de ce qu'autorise une pile lithium-ion.

L'usage des récupérateurs d'énergie est relativement ancien dans les tramways. Jusqu'à l'apparition des supercondensateurs au graphène, l'électricité ainsi obtenue lors des freinages n'était utilisable qu'immédiatement, par un autre tramway circulant au même moment en sens inverse. À défaut, l'énergie était dissipée dans l'atmosphère sous forme de chaleur, *via* un rhéostat situé sur le toit. Grâce au graphène, l'énergie récupérée peut servir ultérieurement, ce qui réduit de 30 % environ la consommation d'électricité. En termes de dépenses, l'incidence est encore plus sensible, puisque l'énergie stockée évite largement ou totalement le recours aux tranches les plus élevées de tarification. Il reste toutefois à vérifier la durée de vie réelle de ces équipements.

Les quelques exemples cités dans l'encadré ci-dessus démontrent amplement que toute réflexion sur la transition énergétique, donc la

coopération franco-allemande en ce domaine, doit inclure un volet consacré au stockage par condensateurs, qu'il s'agisse de graphène ou de matériaux semblables présentant l'avantage d'utiliser du carbone, une substance particulièrement répandue sur Terre.

b) À moyenne échelle, le stockage en amont des barrages.

La solution traditionnelle permettant de « stocker » l'énergie électrique à une échelle plus élevée consiste à inverser les turbines des barrages hydrauliques afin de faire remonter l'eau en amont de l'ouvrage d'art, pour obtenir ultérieurement de l'électricité lorsque les turbines fonctionneront dans le sens habituel. Encore faut-il disposer d'un lac en aval du barrage... Cette technique n'est donc pas systématiquement utilisable. En outre, elle sollicite fortement les réseaux électriques, éventuellement sur de grandes distances.

En outre, la capacité de stockage n'est guère extensible, sauf à construire des installations spécialement conçues à cet effet, mais où trouver la place pour le faire ?

Malgré les services rendus par ce moyen de stockage particulièrement simple dans son principe, celui-ci n'est mentionné que par souci d'exhaustivité, non comme axe de réflexion pour l'avenir.

c) À grande échelle : le stockage sous forme de gaz.

Pour accroître la capacité de stockage, il reste aujourd'hui deux autres solutions techniquement relativement matures : recourir à l'hydrogène¹ et au méthane.

Le gaz hydrogène (H₂) dispose d'intéressantes propriétés sur le plan thermique, puisqu'il brûle très bien. Il était autrefois utilisé comme l'un des composants du « gaz de ville » avant le remplacement de ce mélange par le méthane.

Une expérience est actuellement conduite en Normandie pour s'assurer qu'il est possible d'ajouter de l'hydrogène au gaz naturel. Il semble raisonnablement envisageable d'utiliser un mélange comportant jusqu'à 20 % d'hydrogène et 80 % de gaz naturel. Ce qui est possible pour des cuisinières réparties dans l'habitat devrait l'être aussi pour des centrales électriques fonctionnant au gaz, un cas de figure assez rare en France, mais répandu ailleurs. Dans cette optique, l'énergie excédentaire d'origine renouvelable peut être utilisée pour l'électrolyse de l'eau, donc permettre d'obtenir de l'hydrogène avec une seule transformation, d'où une relativement faible perte d'énergie et un coût marginal limité à l'électrolyse de l'eau et au stockage du gaz.

¹ Voir le rapport n° 1672 publié par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ?, décembre 2013.

Or, l'hydrogène est difficile à retenir dans une enceinte. Plus grave, il est nettement plus explosif que le méthane (CH₄) – un produit chimiquement identique au gaz naturel – que l'on peut obtenir par réaction d'hydrogène et de gaz carbonique. Cette dernière technique de stockage d'électricité permet donc de retarder l'émission de CO₂ dans l'atmosphère. L'incidence marginale sur les émissions de gaz à effet de serre est extrêmement limitée : bien que la combustion de ce méthane libère des molécules de gaz carbonique, l'ensemble du processus est pratiquement décarboné puisque des molécules de CO₂ ont été captées antérieurement. Le seul point faible de la filière dite « *power to gas to power* » tient à son rendement global relativement faible, puisque chaque étape fait perdre quelque 20 % de l'énergie, si bien que l'électricité récupérée à l'issue du processus représente environ les deux tiers de celle initialement utilisée (environ 80 % de 80 %). Plus le rendement du processus est élevé, moins il est nécessaire d'investir pour obtenir une ressource donnée, ce qui réduit le coût de la transition énergétique, favorisant par là-même son rythme. Le passage par le méthane reste pourtant la meilleure technique de stockage disponible, ou plutôt la plus prometteuse, car il reste aux ingénieurs à l'optimiser pour obtenir un prix de revient compétitif, notamment *via* un rendement accru.

L'avenir du méthane semble assuré dans le mix énergétique, puisqu'il offre la seule perspective de carburant propre utilisable à grande échelle pour les transports routiers hors zones urbaines. Même les biocarburants de troisième génération ne devraient pas produire de gaz d'échappement aussi peu polluants ; leur véritable avantage tient à la possibilité qu'ils offrent d'être mélangés à l'essence ou au gazole, alors que le méthane n'est miscible avec aucun carburant issu du pétrole. Comme la méthanisation de la biomasse permet également d'obtenir ce gaz, le stockage d'énergie renouvelable excédentaire contribuerait à conforter une filière qui existe déjà *via* le gaz naturel et qui bénéficiera aussi d'une source biologique indéfiniment renouvelable.

Ainsi, la façon la plus souple de stocker et de transférer un excès d'électricité consiste à commencer par la transformer en gaz. Les capacités de stockage du méthane sur le seul territoire français ayant un potentiel sans commune mesure avec celui offert par les barrages hydroélectriques¹, on mesure l'importance de cette filière pour la transition énergétique.

Le stockage de surplus d'énergie sous forme d'hydrogène et surtout de méthane devrait donc impérativement figurer parmi les thèmes structurants de la coopération énergétique entre la France et l'Allemagne, puisque le méthane circule déjà dans l'espace européen.

¹ Le transfert par pompage permet de stocker en France 0,2 térawattheure, soit **8 heures** de consommation ; les capacités de stockage de méthane sont 300 fois plus élevées, avec 137 térawattheures, soit **130 jours de consommation**.

Pour contenir encore des investissements à réaliser, il convient de rationaliser au maximum l'utilisation de l'électricité disponible grâce aux possibilités offertes par les réseaux « intelligents ».

2. La coordination « intelligente » des sources de consommation

Le stockage le moins cher est celui que l'on évite.

Jusqu'à présent, la coïncidence entre consommation et production d'énergie est obtenue en faisant varier la production, d'où les difficultés posées par les énergies de source renouvelable, dont le débit n'est guère maîtrisable.

Or, la révolution numérique vécue par société peut contribuer à inverser la logique dans une certaine mesure en alignant pour partie la consommation d'énergie sur l'offre.

a) À l'échelle du consommateur

Pour un consommateur donné, le principe est relativement simple ; son application est déjà mise en œuvre dans bien des logements où la mise en route de certains équipements, principalement le chauffe-eau électrique, le lave-linge et le lave-vaisselle, font l'objet d'une « priorisation » qui étale dans le temps la consommation d'électricité domestique.

Avec une fourniture partiellement intermittente d'électricité, une approche semblable doit permettre de moduler la consommation effective pour mieux la caler sur la ressource disponible, ce qui réduirait le besoin de stockage individuel dans une batterie ou un condensateur.

Dans les limites de la consommation individuelle d'un logement ou même d'une entreprise, il n'est peut-être pas raisonnable de placer de grands espoirs dans l'apport d'une coopération institutionnalisée entre la France et l'Allemagne, alors que celle-ci deviendrait rapidement indispensable dès lors que l'optimisation de la consommation en fonction de l'offre devrait intervenir à l'échelle d'un réseau.

b) Au sein d'un réseau.

La même philosophie suppose la mise en œuvre de moyens logiciels dont l'élaboration est loin d'être achevée.

Un réseau local peut inclure une agglomération et diverses activités économiques, dont une entreprise de congélation. Une optimisation de la consommation en pareil cas peut conduire à diriger vers cette structure le surplus d'électricité provenant d'installations domestiques solaires quasiment inutiles aux habitants pendant la journée, afin que la température à l'intérieur des surgélateurs soit encore abaissée d'une dizaine de degrés, ce qui diminuera la demande émanant de cette entreprise en fin de journée, au moment où les habitations recommencent à utiliser l'électricité de façon

importante. Ainsi, une pointe exogène de production peut être absorbée sans investissement de stockage, mais avec un résultat semblable.

Élaborer des algorithmes d'optimisation à l'échelle de réseau n'a rien d'un problème simple. Celui-ci devient franchement complexe dès lors que l'optimisation porte sur des ensembles géographiques plus vastes formant des réseaux de réseaux. En poursuivant dans cette voie, l'interconnexion à prendre en compte ne connaît d'autres limites que la géographie.

Mais l'intelligence apporte également un autre avantage aux réseaux. Soit un réseau comportant d'importantes sources d'énergie intermittentes et des capacités de stockage diffuses, par exemple via les batteries de nombreux véhicules électriques, les chauffe-eau ou congélateurs, Si les éoliennes sont mises en mouvement pendant la nuit, les besoins locaux peuvent n'être que très limités, si bien que l'énergie renouvelable excède largement la consommation spontanée. En l'absence de gestion intelligente du réseau, l'excédent d'électricité est transféré au marché général, ce qui suppose des capacités nettement plus importantes que celles nécessitées par un réseau intelligent confronté à une situation identique. En effet, envoyant au moins une part du surplus vers les moyens de stockage locaux, il diminue ou réduit substantiellement l'envoi d'électricité vers le réseau général. **Ainsi, le caractère intelligent du réseau réduit aussi les investissements exigés par le bon fonctionnement du réseau général d'électricité.**

Enfin, si un investissement physique est à l'évidence nécessaire, les améliorations ultérieures des procédés devraient faire l'objet d'un simple téléchargement.

Que faut-il de plus pour inclure la gestion intelligente des réseaux et des consommations d'électricité parmi les objectifs stratégiques de la coopération franco-allemande ayant vocation à inspirer la politique énergétique conduit à l'échelle de l'Union européenne ?

B. ... UNIES PAR UN LIEN FONCTIONNEL MAJEUR

1. L'efficacité par la pertinence du couple « moyens de stockage et ampleur du réseau ».

Un réseau intelligent a pour vertu cardinale de réduire les besoins en capacité de stockage, mais ne peut pas toujours les supprimer totalement, sauf à disposer d'une source de production mobilisable à la demande. Or, cette solution est particulièrement coûteuse, car elle impose de financer un marché de capacité. Cet aspect important fait l'objet de développements spécifiques dans la seconde partie du rapport, parmi les développements consacrés au modèle économique des ENR, qui tend aujourd'hui à déstabiliser le système énergétique.

Il importe donc d'identifier ou de créer des réseaux consommateurs nets d'énergie tels que les variations de production et de consommation en leur sein permettent de régulariser au maximum l'appel à la production d'électricité extérieure.

Le cas d'un réseau producteur net - par exemple une agglomération dont les ressources photovoltaïques, éoliennes ou tirées de la biomasse excéderaient la consommation de ses habitants au cours de l'année - s'analyserait par analogie avec une centrale électrique, en ajoutant l'éventuelle nécessité de stocker au moins une partie de l'énergie excédentaire lorsqu'elle ne correspond à aucune demande extérieure audit réseau. D'autre part, un excédent global est compatible avec des épisodes d'insuffisance temporaire des ressources locales, comblées soit par l'importation d'énergie, soit par l'utilisation de celle antérieurement stockée.

La grande complexité du sujet ne fait donc aucun doute, l'optimisation obtenue au sein de chaque réseau géographique ne garantissant pas un résultat optimal dès lors que l'on prend en considération le « réseau de réseaux » d'échelon supérieur : plus on s'éloigne géographiquement d'un point élémentaire de consommation, de stockage et de production, plus il faut prendre en compte le coût du transport d'énergie - *via* des lignes à haute tension ou dans des gazoducs.

Simultanément, la cohérence à la fois annuelle et instantanée entre production et consommation au sein d'un réseau plus vaste doit conduire à des choix d'investissement en capacité de production et de stockage complétant ceux opérés pour satisfaire les besoins de chaque réseau de niveau inférieur. C'est la problématique de l'empilement cohérent des réseaux.

2. L'empilement cohérent des réseaux

En passant de niveau géographique donné au niveau supérieur, on aboutit nécessairement à l'échelle nationale, puis européenne.

Cette simple constatation suffit amplement pour justifier que la détermination des réseaux énergétiques, la cohérence de chacun et sa gestion optimisée constituent un axe fondamental pour la coopération énergétique au niveau de l'Union, que votre rapporteur appelle de ses vœux.

Dans cet esprit, un « EADS de l'énergie » serait incontestablement utile, en commençant par le couple franco-allemand, puisqu'une réussite à cette échelle permettant d'envisager sérieusement son extension progressive. Le régime juridique pourrait être celui de la « coopération renforcée », conduisant à un certain transfert de décision en direction d'une structure interétatique chargée de déterminer l'empilement des réseaux et d'organiser leur gestion optimale.

La nécessité d'opérer les bons choix d'investissement, au bon moment et à l'échelle adéquate, tout comme l'impératif d'utiliser au mieux les équipements réalisés : ces deux orientations principales qui apparaissent de façon permanente en filigrane de considérations purement techniques conditionnent la dimension proprement économique de la transition énergétique, un aspect capital de la coopération franco-allemande en ce domaine.

CHAPITRE II GÉRER LA DIMENSION ÉCONOMIQUE

Bien que l'expérience reste limitée en ce domaine, elle démontre déjà qu'en dehors de cas très particuliers, guère généralisables car fondés sur des ressources exceptionnelles en hydroélectricité, une transition énergétique conduite à marche forcée aurait un coût intenable (I). Pour que le *tempo* soit compatible avec les contraintes économiques, il faut donc envisager le triptyque associant la maîtrise des prix et la gestion du marché avec le rythme de la transition (II).

I. LE COÛT INTENABLE D'UNE TRANSITION À MARCHE FORCÉE

A. LES CHIFFRES SONT SANS APPEL

Le coût excessif de l'énergie pèse sur l'activité, donc sur l'emploi, car aller trop vite impose de mobiliser trop de ressources (1), alors que les prix élevés compromettent l'attractivité de l'espace européen (2).

1. Aller trop vite impose de mobiliser trop de ressources

a) Les leçons de l'expérience allemande

Publiée fin février 2014, une étude réalisée par le cabinet IHS a montré qu'un prix excessif de l'énergie avait handicapé les exportations allemandes, le manque à gagner étant estimé à 15 milliards d'euros en 2013, le cumul de 2008 à 2013 atteignant 52 milliards, dont 30 en provenance d'industries électro-intensives. Que cette réalité ait été masquée par le traditionnel dynamisme exportateur de l'Allemagne n'autorise pas à l'ignorer.

En effet, les subventions généreusement versées aux producteurs sont répercutées sur les consommateurs, à l'exception de 2 098 entreprises industrielles électro-intensives qui ont évité en 2013 de payer 5,6 milliards d'euros. L'exonération de ces industries est certes inévitable, mais le report partiel de leurs factures sur les autres agents économiques pèse sur la rentabilité de toutes les entreprises, donc sur l'investissement productif.

D'après le Centre d'analyse stratégique, l'Allemagne devrait investir 350 à 415 milliards d'euros au cours de la décennie 2010 pour conduire à bien la transition énergétique, telle qu'elle figure dans la loi allemande. Selon une étude publiée par l'université de Stuttgart, plus de 2 000 milliards

d'euros seraient nécessaires pour que les énergies renouvelables atteignent 80 % du bouquet énergétique en 2050 !

Sans aller jusqu'à des sommes aussi astronomiques à une échéance aussi éloignée, le *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT) estime que les prix de l'électricité payée par les industriels allemands devraient augmenter d'au moins 70 % entre 2010 et 2025, alors que le niveau de départ était déjà l'un des plus élevés d'Europe, avec 244 euros par mégawattheure en moyenne fin 2010. Le tarif moyen avoisinerait donc 400 euros par mégawattheure et plus encore pour les particuliers, une perspective inquiétante pour une grande part de la population : d'après l'*Institut für Demoskopie Allensbach*, cité par le *Frankfurter Allgemeine Zeitung* du 17 juin 2012, les Allemands soutiennent à 73 % la sortie du nucléaire d'ici 2022 même au prix d'une énergie plus coûteuse, mais la position s'inverse dès lors qu'il s'agit de substituer des énergies renouvelables chères à l'utilisation de lignite bon marché : 53 % d'entre eux refusaient toute hausse des tarifs motivée par le développement des énergies renouvelables.

Ces constats ne peuvent être totalement étrangers à la révision annoncée de la loi sur la transition énergétique (*Energiewende*) par le gouvernement issu du dernier scrutin législatif.

b) Les projections pour la France

L'étude très complète publiée par l'Union française de l'électricité montre que la France est placée devant un choix aux implications économiques gigantesques, dans l'hypothèse où le gouvernement déciderait, pour des raisons de sécurité, de fermer 18 gigawatts nucléaires parmi les 63 produits actuellement :

- la modernisation des réacteurs concernés coûterait 20 milliards d'euros en 20 ans ;
- le remplacement de ces mêmes réacteurs par un modèle « post-Fukushima » porterait l'investissement à 120 milliards d'euros pendant la même période ;
- enfin la substitution par de l'énergie renouvelable à raison de six gigawatts fournis par l'éolien terrestre, six autres par l'éolien en mer et six par des panneaux solaires exigerait d'investir quelque 250 milliards, soit respectivement 40, 70 et 140 milliards pour chacune des filières d'énergie renouvelable envisagées.

Le point capital tient à la disponibilité encore insuffisante des filières renouvelables, limitée à 13 % pour le solaire, à 26 % pour l'éolien terrestre et à 35 % pour l'éolien en mer, alors qu'une centrale nucléaire fonctionne pendant 80 % du temps.

Dans le contexte actuel, de pareils chiffres apportent la réponse à la question posée : **les considérations économiques suffisent à exclure de réduire significativement la production d'énergie électronucléaire s'il faut**

compenser une telle réduction par un recours accru à la filière photovoltaïque. Bien que les sommes en jeu soient plus réduites, une conclusion identique s'oppose au remplacement de réacteurs nucléaires par une production éolienne accrue.

Cette conclusion s'impose avec encore plus de force lorsqu'on prend en compte l'intermittence caractérisant l'énergie éolienne : même en admettant que des progrès technique substantiels permettent à cette source d'énergie de fournir en moyenne l'équivalent du tiers de sa capacité théorique maximale il faudrait *a priori* installer un parc d'éoliennes dont la capacité cumulée atteindrait trois gigawatts pour chaque gigawatt d'origine nucléaire supprimé. L'équivalent ne serait toutefois pas atteint, puisqu'une source intermittente remplacerait une production permanente. Et la perte d'énergie occasionnée par la seule technique actuellement disponible permettant le stockage à grande échelle - à savoir l'utilisation de l'énergie électrique pour produire du méthane lui-même brûlé ultérieurement afin d'obtenir de l'électricité - aboutirait donc à la triple obligation¹ de : mettre en place au minimum une capacité en éoliennes égale à 3,2 fois la puissance nucléaire supprimée ; ajouter les capacités de transformation et de stockage absorbant l'écart entre le débit maximal d'éolienne et le débit supprimé d'origine électronucléaire, soit un peu plus des deux tiers de la production électrique d'origine éolienne ; compléter l'ensemble par des usines thermiques produisant de l'électricité à partir du méthane, avec une puissance identique à celle de l'installation électronucléaire remplacée. Parmi les installations supplémentaires créées, le parc éolien et la transformation de l'excédent en méthane fonctionneraient un tiers du temps, la centrale thermique fonctionnerait pendant les deux autres tiers.

Il va de soi que des hypothèses moins optimistes quant à l'intermittence de la production éolienne conduiraient à des investissements plus lourds. Actuellement, l'éolien maritime fonctionne réellement environ un tiers du temps (l'éolien terrestre, un quart) pour une puissance obtenue loin d'être toujours maximale quand les pales sont en mouvement...

La situation est assez simple à décrire : si la transition énergétique doit supprimer tout recours aux énergies fossiles ainsi qu'à la filière électronucléaire, la contrainte économique ne lui laisse que deux moyens - économiser l'énergie obtenue à partir de ces deux sources ou leur substituer la filière hydraulique, disponible à la demande sans exiger de stockage particulier. Encore faut-il que cette dernière option soit concrètement réalisable. Sans surprise, l'hydraulique fournit la quasi-totalité de l'énergie renouvelable utilisée en Suède, au Canada, en Norvège et en Islande, où les énergies renouvelables représentent respectivement 55 %, 63 %, 97 % et 100 % de la consommation.

¹ Le calcul est détaillé dans l'encadré occupant les deux pages suivantes.

Les pays dépourvus de ressource hydraulique suffisante ne peuvent aujourd'hui remplacer la production des filières thermique ou nucléaire par des énergies renouvelables (nécessairement intermittentes).

Par quelles installations compenser la suppression d'un gigawatt électronucléaire, toutes choses égales par ailleurs ?

1° Éléments du calcul

- Un élément de réacteur dont la puissance s'établit à un gigawatt fournit environ 7 000 gigawattheures chaque année - soit en moyenne 580 gigawatts heure par mois - équivalant à une production maximale pendant 80 % de temps ;

- Une fraction de parc éolien dont la puissance atteint un gigawatt permet d'obtenir environ 2 200 gigawattheures en un an - soit en moyenne 240 gigawattheures par mois - à raison d'un débit maximal pendant un tiers du temps (hypothèse extrêmement optimiste actuellement) ;

- Le stockage d'un éventuel excédent d'énergie éolienne permet d'obtenir ultérieurement les deux tiers de l'énergie électrique initialement excédentaire.

2° Formalisation du calcul

- La formule permettant de déterminer la puissance de l'énergie éolienne à installer est la suivante :

$$\text{Puissance éolienne à installer} = \{[(580 \times 4) + (3/2) (580 \times 8)] / 8800\} \times 3$$

Le terme 580×4 correspond à l'énergie produite par les éoliennes pendant un tiers de l'année pour être directement utilisée par les consommateurs en lieu et place de l'ancienne électricité nucléaire.

Le terme 580×8 correspond à l'énergie qu'il faut fournir au réseau pendant les huit mois (en cumul annuel) où les éoliennes ne tournent pas. Cette quantité est multipliée par $3/2$, pour prendre en compte la déperdition d'énergie tout au long du processus de stockage et déstockage.

La somme de $(580 \times 4) + (3/2) (580 \times 8)$ désigne donc l'énergie électrique fournie par l'énergie renouvelable intermittente afin de remplacer l'énergie produite antérieurement par les installations nucléaires pendant une année. L'énergie renouvelable est soit immédiatement consommée, soit stockée.

La division par 8 800 - soit le nombre d'heures par an - permet le passage de l'énergie annuelle à la puissance moyenne sur un an de l'installation éolienne à créer.

Multiplier par trois le résultat ainsi obtenu détermine la puissance maximale que le parc éolien doit atteindre pendant quatre mois sur douze en cumul annuel.

- La puissance de transformation d'électricité en méthane est égale à l'excédent de la puissance du parc éolien installé sur l'énergie électrique immédiatement consommée lorsque le vent tourne.

- La puissance de l'usine thermique produisant de l'électricité à partir du méthane doit être identique à celle des éléments nucléaires supprimée.

3° Résultats

- L'énergie électrique du parc éolien de remplacement doit atteindre 9 300 gigawattheures, obtenus pendant quatre mois en cumul annuel.

- La puissance dudit parc doit donc être égale à 3,2 gigawatts, soit quatre fois la puissance électronucléaire supprimée.

- Quelque 2 300 gigawattheures d'origine éolienne sont directement consommés - pendant quatre mois en cumul annuel - ce qui permet de remplacer à l'identique l'énergie nucléaire disparue.

- Le reste, soit 7 000 gigawattheure est simultanément stocké sous forme de méthane.

- La centrale thermique à méthane permettra de produire 4.700 gigawattheures à partir des 7 000 gigawattheures initialement stockés, compensant ainsi - pendant l'équivalent de huit mois en cumul annuel - à la fois l'élimination d'énergie d'origine nucléaire et l'absence de vent.

CONCLUSIONS :

a) Toutes choses égales par ailleurs, supprimer un gigawatt d'énergie nucléaire exige :

- d'installer une puissance éolienne de 3,2 gigawatts, à supposer que le vent souffle à un niveau suffisant pendant un tiers du temps ;

- d'ajouter une installation industrielle permettant de transformer en méthane l'excès intermittent d'électricité éolienne, soit une puissance absorbée d'au moins 2,2 gigawatts, adossée à une capacité suffisante de stockage de méthane ;

- enfin, de créer une centrale thermique à méthane dont la puissance maximale soit identique à celle des éléments nucléaires supprimés 1 gigawatt.

b) La seule action raisonnable consiste donc à ne réduire les installations électronucléaires que lorsque les économies d'énergie permettent de diminuer la consommation. Cet aspect de la conclusion peut sembler de prime abord contredit par l'exemple allemand ; mais il reste valable car l'Allemagne s'abstient de stocker ses surplus d'électricité. En outre, elle aura bientôt un grand besoin de l'électricité nucléaire française pour compenser la fermeture de ses propres centrales : **ne pas produire d'énergie nucléaire sur son sol est une chose, ne pas consommer d'électricité produite ailleurs par des centrales nucléaires en est une autre !**

2. L'attractivité de l'Europe souffre de prix excessifs.

L'insuffisante attractivité gêne la création d'emplois. Sur quelque 12 milliards d'euros investis à l'étranger entre 1995 et 2013 par l'industrie chimique allemande, presque 10 milliards s'expliquent par la recherche d'un moindre prix de l'énergie. La société BASF a déclaré qu'elle consacrerait désormais plus de la moitié de ses investissements aux zones extérieures à l'Union européenne, contre un tiers pendant la période 2009-2013, parce que l'énergie est trop chère en Europe, notamment en comparaison avec les prix que la révolution du gaz de schiste procure à l'Amérique du Nord : elle y est trois fois moins coûteuse qu'en Europe

Dans son dernier rapport, l'Agence internationale de l'énergie attire l'attention sur le fait que les consommateurs allemands subissent des tarifs exceptionnellement élevés de l'électricité, malgré des prix de gros relativement faibles.

Pour atténuer les incidences macro-économiques et sociales, les États membres tendent à multiplier les gestes en direction des industries électro-intensives, ce que la Commission européenne semble accepter si l'on en croit la proposition de nouveau régime d'aide aux projets énergétiques censée entrer en vigueur dès juillet 2014, avec effet rétroactif sur les trois dernières années. S'exprimant le 9 avril 2014, le commissaire à la concurrence, **M. Almunia, a estimé que le régime proposé pour les aides d'État en matière d'énergie atteignait « le meilleur équilibre possible » ; non sans raison, il n'y a pas vu d'optimum absolu. Il n'y a pas de hasard si les acteurs électrointensifs allemands, espagnols, français et polonais ont publié un « memorandum » dont la conclusion principale est un appel à la coordination, entre États membres bien sûr, mais aussi entre la direction générale de la concurrence et la direction générale de l'énergie.**

La densité énergétique du PIB européen a fortement reculé ces dernières années, largement à cause de la désindustrialisation subie – principalement au profit de la Chine. **Qu'y a-t-il de vertueux pour le climat dans la perte par l'Europe d'emplois délocalisés à des milliers de kilomètres, où le caractère « émergent » du pays tend à justifier de fortes émissions de gaz carbonique s'ajoutant à une grave pollution de l'air par des substances toxiques ?** Mettre fin ici à des émissions de gaz à effet de serre contribue à contenir le réchauffement climatique, mais à la condition impérieuse de ne pas accroître corrélativement les importations de produits manufacturés dont la production revient à modifier uniquement l'origine géographique des gaz en question, sans réduction des quantités absorbées par l'atmosphère terrestre.

Avec le gaz et le pétrole de schiste, l'Amérique du Nord devient à son tour un territoire attractif pour y développer les activités consommant beaucoup d'énergie, au détriment de la croissance et de l'emploi sur le territoire de l'Union européenne.

La situation actuelle du droit européen est aisément explicable en termes de politiques industrielles et de lutte pour l'emploi, mais exempter de tout effort énergétique ceux qui utilisent le plus d'énergie revient à illustrer la notion de paradoxe, pour ne pas dire l'échec subi par l'Union européenne à la jonction de sa politique industrielle et de sa politique d'énergie. La cause est sans doute à rechercher dans le fait que **la politique énergétique de l'Union est en réalité soumise exclusivement à une politique climatique s'épuisant à poursuivre un but mondial, alors que ses moyens d'action sont limités à l'espace européen.**

Il aurait sans doute été préférable de prendre pour point de départ la réalité économique des énergies renouvelables.

B. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DES ENR ET SES CONSÉQUENCES

1. Des investissements très élevés, des coûts marginaux nuls

Par nature, le surcroît d'énergie naturelle est gratuit, qu'il s'agisse d'ensoleillement, de vent ou de courants marins. Il n'en va pas tout à fait de même pour la méthanisation de la biomasse, puisqu'un transport préalable est nécessaire. La conséquence de ce dernier point ne doit cependant pas être surestimée, puisque transporter des déchets ménagers vers un méthaniseur ne coûte pas plus cher que leur acheminement vers un incinérateur. Et la méthanisation de la biomasse d'origine agricole ou sylvestre produit aussi un engrais d'excellente qualité, dont la valeur couvre largement les frais de collecte. En pratique, **tout se passe comme si le coût marginal de l'énergie renouvelable était systématiquement nul.** Il y a là plus qu'une simple analogie avec les investissements tendant à réduire la consommation énergétique, que ce soit grâce au recours à des procédés plus économes, grâce à la récupération d'énergie gaspillée jusque-là ou par la simple isolation de locaux.

Le modèle économique consiste à investir aujourd'hui pour ne plus rien dépenser demain. Concrètement, l'énergie produite ultérieurement apparaît toujours sous forme d'électricité, même lorsque l'hydrogène ou le méthane est utilisé au cours du processus. La viabilité de ce modèle économique dépend en premier lieu de la comparaison entre la valorisation à venir de l'électricité vendue et l'amortissement de l'investissement réalisé. Le second facteur à prendre en compte tient bien sûr à l'intermittence et aux coûts de stockage.

Il est donc vital de n'investir qu'en étant certain que l'obsolescence ne frappera pas trop vite des installations encore récentes. L'écart est parfois abyssal entre capacités théoriques et production effective.

La conséquence essentielle de ce modèle économique très particulier est qu'il faut éviter le surinvestissement. Paraphrasant une formule qui a

beaucoup servi, on pourrait presque proclamer « **Le surinvestissement, voilà l'ennemi !** », à condition d'ajouter qu'il faut pourtant investir.

Lorsque les sommes en jeu se chiffrent en centaines de milliards d'euros, lorsque l'électricité qui circule est à même de déstabiliser techniquement un réseau et d'aggraver le vieillissement de centrales thermiques situées à des milliers de kilomètres parce qu'elles subissent des enchaînements intempestifs d'arrêts et de montées en charge, **aucun État ne peut aller seul très loin sur le chemin de la transition : une authentique coopération s'impose**. Dans cette optique, **le rapprochement de centres de décision entre la France et l'Allemagne constitue la première étape**, indispensable, d'une politique européenne ayant vocation à couvrir presque tous les États de l'Union. En effet, l'insularité de la Grande-Bretagne limite les relations avec le continent, cependant que les ressources hydrauliques de la Suède lui confèrent une large autonomie confortée par la situation de sa voisine norvégienne, dont l'énergie consommée provient à 97 % de ressources hydrauliques selon l'Agence internationale de l'énergie.

Comment effectuer des choix rationnels en ce domaine ? Cette interrogation sert de trame au chapitre Ier du présent rapport. Les réflexions formulées à ce propos doivent être complétées par la prise en considération des conséquences que l'intermittence a pour le système énergétique traditionnel, dont la viabilité économique est compromise alors que sa contribution reste indispensable.

2. L'intermittence compromet les réseaux et les industries énergétiques existantes

a) Les réseaux en première ligne

Tel qu'il a été conduit jusqu'à présent sur les territoires français et allemands, l'essor des énergies renouvelables ne s'est pas accompagné de mesures spécifiques destinées aux productions thermiques, alors que l'évolution conduite est loin d'être neutre à leur égard. Les conséquences concrètes identifiées sont plus importantes en Allemagne, mais le principe est identique partout : dès lors que l'électricité obtenue à partir de sources renouvelables n'est pas stockée, elle bénéficie d'un accès prioritaire au réseau, avec des variations d'énergie fournie sans rapport aucun avec la demande.

L'intermittence des sources renouvelables est ainsi répercutée sur le fonctionnement des centrales thermiques, ainsi que sur l'ensemble du réseau. Au-delà d'une certaine échelle, des incidences internationales sont inévitables, surtout lorsque la production d'énergies intermittentes est très éloignée des zones industrielles de consommation, comme c'est le cas en Allemagne où les éoliennes et les installations photovoltaïques massives sont au Nord, alors que les usines sont plus densément implantées dans le Sud. Les lignes à haute tension existantes ne suffisant pas toujours à transporter

l'énergie, d'où une congestion induite sur les réseaux nationaux des pays voisins, principalement l'Autriche, la Pologne, les Pays-Bas, la République tchèque et la Suisse, mais aussi la France et la Belgique. Ainsi, les centrales thermiques d'autres pays peuvent subir d'importantes variations de puissance : des conséquences dommageables sur du matériel un peu ancien ont été constatées jusqu'en Espagne !

Dès le 4 novembre 2006, un incident léger observé dans le Nord de l'Allemagne soumise au fonctionnement maximal d'éoliennes a débouché sur un *black-out* européen, il est vrai de brève durée.

b) Les centrales thermiques brûlent-elles ?

De façon générale, **l'intermittence subie par les centrales thermiques** réduit leur chiffre d'affaires à due concurrence et **compromet leur viabilité** strictement économique.

L'origine des difficultés tient au fait que les énergies renouvelables bénéficient de tarifs garantis, échappant donc à toute régulation par le marché, alors que l'électricité ainsi produite arrive prioritairement sur le marché, dont elle déstabilise le système de prix. Les productions d'énergies renouvelables ne subissent aucun signal-prix, mais en provoquent un très violent pour les autres producteurs.

En pratique, **le prix de l'électricité sur les marchés de gros est parfois passé en zone négative** ! Être payé pour consommer l'électricité paraît sans doute idéal pour le client, mais des producteurs qui payent pour "vendre" leur production sont sur le chemin de la faillite.

La situation actuelle se traduit par l'extension progressive de difficultés pour l'ensemble du secteur énergétique traditionnel. D'où l'initiative prise récemment pas dix grands producteurs européens d'électricité.

L'initiative du G10

À elles seules, les dix sociétés¹ productrices d'énergie concernées représentent la moitié de la capacité de production d'électricité au sein de l'Union européenne et 30 % de sa capacité de production d'énergie renouvelable. Elles emploient 665 000 salariés et desservent 377 millions de clients.

Lancée en mars 2013, leur initiative poursuit une triple finalité : formuler un diagnostic partagé de la situation, exprimer une analyse commune des causes et proposer un ensemble d'orientations soutenues par toute la filière.

I - Un diagnostic partagé de la situation actuelle

La situation actuelle de l'énergie au sein de l'Union européenne est caractérisée par la concomitance d'un paradoxe et d'une double menace.

A/ Le paradoxe : une filière mal en point malgré des produits chers

1° Le coût élevé de l'énergie pour les consommateurs

Les factures énergétiques ont fortement augmenté en quatre ans, avec une hausse moyenne de 17 % pour les ménages, alors que les industriels ont subi un alourdissement de leurs charges encore plus élevé, avec une moyenne de 21 % au moment même où la langueur économique contenait la demande.

La situation de l'industrie manufacturière française illustre cette situation: entre 2005 et 2012, la production a reculé de 14 %, la consommation d'énergie a diminué de 18 % grâce aux efforts de rationalisation, mais la facture s'est accrue de 26,5 %, (Source : *Les échos* du 18 février 2014) soit une hausse des prix de 54 % ($1,26/0,82=1,54$) !

2° Une filière qui va mal

Deux facteurs expliquent les difficultés rencontrées par le secteur énergétique :

- les dysfonctionnements du marché de gros imputables à sa désorganisation par les énergies renouvelables intermittentes ;

- la surcapacité globale en production énergétique : entre 2008 et 2012, la consommation a stagné en raison de la conjoncture économique, alors que les productions traditionnelles mises en chantier avant 2008 ont augmenté la capacité de 200 térawatts, les investissements nouveaux en énergies renouvelables ayant encore ajouté 300 térawatts, soit une capacité totale atteignant 3 500 térawatts pour l'Union européenne alors que 3 000 suffiraient à satisfaire la demande.

¹ CEZ, ENEL, ENI, Fortum, GasNatural Fenosa, GasTerra, Iberdrola, OMV, RWE

B/ La double menace : une sécurité de fourniture compromise ; des délocalisations énergétiques sont en vue, alors que l'Union doit lutter contre le chômage et combattre le réchauffement climatique

1° L'approvisionnement en énergie est de moins en moins assuré

Les deux dernières années ont vu la fermeture ou la « mise sous cocon » de centrales traditionnelles dont la capacité de production cumulée atteint 51 gigawatts. À titre de comparaison, la capacité du site de Fessenheim est limitée à 2 gigawatts.

Ces mises à l'arrêt représentent globalement des pertes de production équivalant à ce que peuvent fournir la Belgique, la République tchèque et le Portugal mis ensemble.

2° L'Union européenne est menacée de délocalisations énergétiques

Les délocalisations expliquées par le coût du travail ont très largement rythmé la désindustrialisation de l'Union européenne au cours des années passées.

La menace qui plane actuellement provient des coûts de l'énergie. Elle réorienterait le flux de délocalisation vers les États-Unis plutôt que vers l'Asie, mais toujours au détriment de l'Europe.

3° La lutte contre le changement climatique est un échec

Les objectifs en matière de réduction des gaz à effet de serre ont pu sembler atteints au moment où la récession industrielle se faisait fortement sentir, mais les émissions de gaz carbonique ont augmenté de 2,4 % pendant la période 2011 - 2012. Qu'en serait-il si l'activité industrielle redémarrait véritablement ?

L'organisation actuelle en matière énergétique impose à l'Union européenne de choisir entre la réduction du chômage et la diminution des énergies émettant des gaz à effet de serre. Que l'on privilégie l'un ou l'autre de ces deux objectifs, les conséquences pour l'autre écartent toute idée de développement durable, puisque ce concept réunit les objectifs économiques, sociaux et environnementaux.

II - Une analyse commune des causes

Les deux causes de cette situation particulièrement délicate sont clairement identifiées : le soutien mal calibré à l'essor des énergies renouvelables conduit à un gaspillage répercuté sur les consommateurs, cependant que le « marché du carbone » est dans l'impossibilité de jouer son rôle pour des raisons qui tiennent à sa conception.

A/ Le soutien mal calibré aux énergies renouvelables engendre un gaspillage répercuté sur les consommateurs

1° Le soutien aux énergies renouvelables repose exclusivement sur l'application systématique de tarifs subventionnés

Les producteurs d'énergie utilisant des sources renouvelables bénéficient de prix de rachat fixés *ne varietur* pour des durées longues, et appliquées indépendamment de la demande.

2° Il y a là une source majeure de gaspillage

Trois causes majeures de gaspillage sont clairement identifiées :

- le coût des achats d'électricité motivés par l'ensoleillement ou le vent qui souffle alors que la demande est inférieure ;

- l'application de tarifs généreux pour l'électricité obtenue à partir de sources renouvelables utilisant des techniques matures, qui bénéficient ainsi de subventions publiques indirectes dénuées de justification ;

- le maintien en activité de certaines centrales traditionnelles dont le temps de fonctionnement annuel est nettement inférieur au seuil de rentabilité. Cette dernière source de gaspillage ne peut être éliminée que par la fermeture de ces centrales, d'où la disparition d'importantes capacités de production, mentionnée ci-dessus.

3° Cette charge inutile est répercutée sur les consommateurs

Le différentiel entre le prix d'achat de l'électricité et les tarifs pratiqués au profit exclusif des filières éoliennes ou photovoltaïques représente des sommes hors de proportion avec ce qu'autorise la situation des finances publiques non seulement en Espagne, mais aussi en France ou en Allemagne. Dans ce dernier pays, l'estimation la plus optimiste fixe à 300 milliards d'euros le coût de la transition énergétique engagée. L'État ne pouvant prendre en charge les montants en cause, des contributions ont été ajoutées, qui pèsent sur le prix de l'énergie au détail. Dès aujourd'hui, **l'électricité consommée par un consommateur allemand ne représente que la moitié de la facture.**

Pour atténuer cette répercussion, l'Espagne a mis en œuvre un expédient qui revient à neutraliser très largement le contrat garantissant un prix de rachat : le producteur doit acquitter une taxe assise sur ce prix.

B/ Le marché du carbone, tel qu'il est actuellement organisé, ne délivre pas aux opérateurs de signal-prix cohérent avec une perspective de transition énergétique

1° Les quotas de CO2 sont délivrés sans prise en compte de la conjoncture

Il y a une relation directe entre la conjoncture industrielle et la variation des consommations d'énergie, donc des émissions de gaz à effet de serre. Or, les distributions et ventes de quotas portent sur des volumes fixés par référence aux plans nationaux élaborés en vue de la politique climatique, sans lien avec la croissance.

Le « marché » du gaz carbonique a donc pour caractéristique très originale que l'offre existe et se maintient indépendamment de la demande. La conséquence de cette situation est que le prix de la tonne s'effondre lorsque le PIB n'évolue qu'à un rythme d'étiage.

2° Le rôle des autorités politiques prive le mécanisme de la nécessaire prévisibilité à long terme

La transition vers des sources d'énergie plus sobres en carbone suppose notamment la réalisation d'investissements coûteux dont l'amortissement économique n'est envisageable que sur le long terme. Tout industriel souhaitant s'engager dans cette direction a donc besoin de perspectives économiques tant soit peu cohérentes avec l'horizon de l'investissement envisagé.

Dès lors que l'offre sur le marché de l'énergie dépend - et dépendra - d'élus dont on ignore aujourd'hui ce qu'ils penseront demain, la visibilité indispensable n'est pas assurée. L'investissement attendra donc, tout comme la transition énergétique.

III - Des orientations soutenues par la filière

Le « G10 » propose trois pistes : prendre en compte la maturité des nouvelles techniques ; introduire un soutien à l'existence de capacités disponibles ; réorganiser le marché du carbone.

A/ Prendre en compte la maturité des techniques

Les producteurs qui mettent en œuvre des procédés inévitablement coûteux dans les conditions économiques et techniques en vigueur ne peuvent maintenir leur activité que si elle bénéficie d'une forme de subvention compensant le surcoût subi.

L'attribution ou non de l'aide permettant d'équilibrer les comptes doit traduire la politique du climat et de l'énergie, mais dans des conditions cohérentes avec les progrès techniques : lorsqu'une filière nouvelle arrive à maturité, il n'est pas légitime de maintenir un régime d'aide, qui doit rester l'exception.

B/ Introduire un soutien à l'existence de capacités disponibles

Les pouvoirs publics devraient - d'après le G10 - verser une subvention d'existence dépendant des capacités disponibles immédiatement mobilisables dans des conditions concurrentielles. Les subventions seraient fixées à l'issue d'appels d'offres ou d'enchères inversées.

Concrètement, cette suggestion tend à garantir la pérennité des installations fonctionnant au gaz ou au charbon, dont l'équilibre des comptes est compromis par l'absence de clients pour peu qu'il vente ou qu'il fasse beau. La proposition est de nature à conforter la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Son importance va croissant avec la place de l'électricité d'origine éolienne ou solaire, tout comme son coût pour les finances publiques. Cette subvention aux capacités mobilisables faciliterait indirectement le développement des énergies renouvelables, mais elle ne paraît envisageable à grande échelle que si elle favorise concomitamment le stockage du surcroît d'énergie électrique, notamment dans la forme dite « *power to gas to power* ».

C/ Revoir totalement le marché européen du carbone

1° Créer une « banque centrale du carbone »

L'expression « banque centrale du carbone » gagnerait à être remplacée par « autorité de régulation », puisque cette institution devrait animer le marché du carbone afin d'obtenir que celui-ci délivre en permanence un signal-prix cohérent avec les perspectives énergétiques issues de la lutte contre le réchauffement climatique.

2° Remplacer des valeurs par une formule

L'intérêt de consacrer juridiquement une formule déterminant la trajectoire du signal-prix jusqu'aux échéances de 2030 et 2050 par exemple tient à la prévisibilité ainsi apportée au monde économique.]

II. LE TRIPTYQUE « RÉGULATION DES PRIX - GESTION DU MARCHÉ - RYTHME DE LA TRANSITION »

A. L'INDISPENSABLE GESTION DES PRIX ET DU MARCHÉ

1. Le *distinguo* fondamental entre prix et facture

La déstabilisation temporaire des marchés de l'électricité aboutissant de façon ponctuelle à des cas de figure exclus par toutes les théories économiques ne doit pas masquer le fait que le recours aux énergies renouvelables est chose coûteuse, du moins en comparaison avec les tarifs permis par la filière nucléaire. La poursuite de la transition énergétique se traduira donc nécessairement par une hausse des prix pratiqués, même si l'optimisation du processus peut contenir le rythme et l'ampleur de cette évolution.

Un prix croissant de l'énergie a-t-il nécessairement des effets néfastes pour les consommateurs ?

Tout dépend de la façon dont la consommation évolue et de l'éventuel coût associé aux économies obtenues.

Il convient à cet égard de mentionner le financement mis en œuvre par la Grande-Bretagne afin de rendre constante la facture des consommateurs ayant investi pour diminuer leurs besoins énergétiques.

Ainsi, le signal-prix incitant à un comportement économe en matière énergétique peut être rendu compatible avec une certaine neutralité pour les charges supportées par les consommateurs. D'après l'Agence internationale de l'énergie, la stratégie la plus efficace en un premier temps consiste à

réduire les dépenses énergétiques induites par l'habitat, diminuer celles des véhicules et améliorer l'efficacité énergétique de l'industrie.

Sur le plan des principes, tout est simple ; en pratique, les choses se compliquent du fait que le potentiel d'économie est éminemment variable selon l'activité économique, mais aussi en fonction des économies déjà réalisées. Enfin, l'influence du climat peut s'avérer considérable, qu'il s'agisse des besoins énergétiques ou du rendement des investissements en ENR : dans le sud de la France, l'électricité photovoltaïque produite par une installation donnée est 50 % plus élevée que celui d'une installation identique située dans le Nord du pays.

L'exemple britannique est donc à considérer comme une idée fort intéressante dont il convient d'étudier l'application sur place.

Quelles que soient les éventuelles conclusions tirées de l'étude suggérée, **il paraît extrêmement souhaitable que la France et l'Allemagne adoptent une approche identique en matière d'aide aux économies d'énergie et une stratégie commune quant à la gestion des prix acquittés par les consommateurs, notamment par les entreprises : le marché unique doit aussi concerner l'énergie. En ce domaine comme dans tous les autres, une bonne coordination franco-allemande ne pourrait qu'avoir un effet d'entraînement sur l'ensemble des États de l'Union européenne.**

L'intervention publique est particulièrement justifiée en matière énergétique, puisque les spécificités du marché de cette ressource unique entre toutes font que « le marché ne peut tout faire ».

2. Le marché ne peut tout faire

a) Il néglige les coûts en capital.

Que l'équilibre du marché soit spontanément déterminé par les seuls coûts marginaux n'est pas en soi d'une grande originalité, puisque toute la théorie marginaliste est fondée précisément sur l'égalité des prix et du coût marginal. Dans le cas général, cette situation permet d'optimiser le recours aux intrants, en fonction de la demande solvable.

La situation se complique lorsque la marge procurée par l'écart entre le prix de revient marginal et le prix de revient moyen ne permet pas de couvrir les coûts fixes, par exemple l'amortissement. La solution habituelle consiste à faire souscrire aux consommateurs un abonnement couvrant les coûts fixes, éventuellement accompagné d'une tarification complémentaire pour la consommation effective, valorisée à son coût marginal. Tel est typiquement le schéma des abonnements gaziers ou électriques proposés par les distributeurs d'énergie. Dans certains cas extrêmes, il est possible de souscrire un abonnement forfaitaire, par exemple pour l'usage transports urbains, où les coûts fixes ont un rôle prédominant et où la puissance publique veut inciter les citoyens à délaisser les autres moyens de transport.

Aucune de ces solutions n'est directement applicable au marché de gros de l'électricité, alors que c'est précisément ce marché qui permet - ou ne permet pas - aux producteurs d'équilibrer leurs comptes. Il est donc indispensable que la puissance publique intervienne d'une façon ou d'une autre pour que ces coûts en capital soient couverts. Le moyen habituellement utilisé est l'instauration d'un tarif garanti, avec monopole d'achat. Les Britanniques utilisent un dispositif différent dans sa philosophie mais identique dans ses effets : le « *contract for difference* » (CFD, ou « contrat faisant la différence ») consiste à verser aux opérateurs un montant différentiel couvrant l'écart entre prix de vente et niveau de référence lorsque le prix du marché est trop faible ; si la conjoncture poussait le prix au-delà du montant de référence, l'opérateur reverserait à l'État le profit excédentaire ainsi obtenu.

Prix de rachat garanti et CFD procurent au producteur une parfaite visibilité sur les prix, son revenu étant alors proportionnel à la production. Si l'anticipation est correcte, le chiffre d'affaires permet d'amortir les frais, mais au prix d'inconvénients dont la déstabilisation du marché de gros a déjà été mentionnée.

Pour les producteurs traditionnels d'électricité, ce premier inconvénient se combine avec l'absence de toute production, donc de tout revenu lorsque ses capacités sont rendues temporairement inutiles en raison d'une pointe de production des ENR. C'est toute la problématique du financement des capacités disponibles, totalement ignorée par le marché.

b) Il ne peut financer la disponibilité des capacités.

À quelle valeur le marché valorise-t-il une usine à l'arrêt ? À zéro !

Or, la transition énergétique envisageable sur l'essentiel du territoire de l'Union européenne est principalement caractérisée par l'intermittence, d'où le rôle crucial joué par la disponibilité de capacités thermiques, seules à même de compenser très rapidement les variations de l'électricité renouvelable produite. La souplesse d'utilisation commande l'emploi de gaz, mais la conjoncture du charbon sur le marché américain rend ce carburant solide plus rentable.

Le développement des énergies renouvelables rend sans cesse plus prégnant ce thème, abordé jusqu'ici avec une timidité certaine par les États membres concernés, dont les réflexions paraissent dangereusement centrées sur les situations purement nationales, alors que les répercussions de leurs décisions se jouent des frontières.

Ainsi, l'intermittence se traduit par un réel dysfonctionnement du marché, avec des prix aux variations aberrantes, des opérateurs confrontés à des difficultés croissantes simplement pour continuer à exister, enfin des producteurs d'énergie renouvelable qui interviennent librement sur les

marchés au prix de charges budgétaires croissantes induites par les prix de rachat garantis.

Ce triple défi se pose bien sûr à l'échelle nationale des États membres où l'électricité d'origine renouvelable intermittente connaît un essor marqué. **Plus l'évolution est ample, moins le cadre national peut suffire.** Une homogénéisation est à la fois souhaitable et inévitable, mais la première étape concerne fort logiquement les deux États membres produisant le plus d'électricité renouvelable : l'Allemagne et la France, suivis en l'occurrence par l'Italie et l'Espagne.

Il y a là un authentique défi conceptuel de grande ampleur, que la coopération franco-allemande se doit de relever. Ce thème conditionne l'essor à venir du stockage d'électricité, puisque ce processus - indispensable à la poursuite de la transition énergétique au niveau de l'Union européenne - sera lui-même marqué par l'intermittence et le besoin de financer des capacités mobilisables à la demande.

c) Il laisse spontanément de côté les externalités.

Thème classique s'il en est en matière d'environnement, la prise en compte des externalités revêt une certaine particularité en matière énergétique, puisque les émissions de gaz carbonique viennent s'ajouter à la pollution diffusant des substances toxiques.

(1) Le réchauffement climatique, ou l'impossible signal-prix du carbone

Censé être cohérent avec le protocole de Kyoto, le dispositif européen instituant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, habituellement désigné par son sigle anglais ETS (pour *emission trading system*) est complexe et partiel ; il est actuellement en panne.

(a) L'ETS, un système complexe

Organisé initialement par la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003, l'ETS est censé adresser un signal-prix à toutes les activités émettrices de gaz à effet de serre, du moins lorsque les autorités en charge considèrent que l'exploitant de l'installation peut surveiller et déclarer les émissions. En pratique, le dispositif s'applique à quelque 12 000 installations industrielles, expliquant la moitié des émissions de l'Union européenne. Les entreprises dont les émissions sont inférieures au plafond défini peuvent vendre leurs droits d'émissions à celles qui éprouvent des difficultés à ne pas dépasser le qui leur a été attribué plafond d'émissions.

La gestion de l'ensemble repose sur des distributions annuelles, fixés chaque année pour l'ensemble de l'Union européenne en fonction des plans nationaux acceptés par la Commission. Les quotas sont distribués soit à titre gratuit, soit *via* des enchères. Depuis 2013, ce nouveau moyen doit s'appliquer au moins à la moitié des quotas émis.

La mise aux enchères respecte les proportions suivantes : 88 % sont répartis entre États membres *au prorata* des émissions constatées ; 10 % tendent à satisfaire les objectifs de solidarité et de croissance, enfin 2 % sont attribués aux États membres dont les émissions de gaz à effet de serre sont les plus satisfaisants.

Un complément introduit par la directive 2004/101/CE du 13 novembre 2004 vise à renforcer le lien entre ETS, protocole de Kyoto et Convention climat des Nations unies, en reconnaissant la validité des crédits résultant des « *projets de mise en œuvre conjointe* » et du « *mécanisme de développement propre* » - introduits par le protocole - au même titre que les quotas d'émission... à l'exception des installations nucléaires, des crédits résultant de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie ! Certaines dispositions introduites en 2004 tendent à prévenir un double comptage de crédits correspondant aux « *projets de mise en œuvre conjointe* » et au « *mécanisme de développement propre* ». En pratique, les entreprises émettant trop de gaz à effet de serre peuvent acheter des droits d'émissions issus de projets de réduction des émissions menés dans le cadre de « *projets de mécanisme de développement propre* » ou relevant de la « *mise en œuvre conjointe* ».

La cohérence de l'ensemble repose sur un « *administrateur central* » nommé par la Commission européenne, qui recense les quotas délivrés, transférés ou annulés, et qui met en place un contrôle automatisé des transactions.

(b) Une approche partielle

Malgré l'articulation conceptuelle avec le protocole de Kyoto, le dispositif ETS reste géographiquement circonscrit au domaine de l'Union européenne, si bien qu'un éventuel signal-prix tendant à inciter les opérateurs économiques à émettre moins de gaz à effet de serre pourrait certes conduire à de meilleures pratiques en ce domaine, mais en quoi une telle incitation pourrait-elle véritablement influencer le réchauffement climatique, évolution planétaire s'il en est ?

La décision déjà mentionnée à propos de l'aviation illustre de façon spectaculaire la portée limitée d'une mesure strictement européenne.



Source : *Le Monde*, 25 janvier 2014

Il est vrai que les inconvénients réels de ce constat sont limités, puisque le signal-prix a quasiment disparu : le dispositif est en panne.

(c) Un dispositif en panne

Après être passé - entre janvier et juillet 2008 - de 21 euros par tonne à presque 30, le prix au comptant s'est progressivement effondré jusqu'à neuf euros en février 2009, puis a connu jusqu'en juin 2011 un ensemble d'oscillations dont le maximum n'a pas dépassé 17 euros par tonne, avant de baisser par paliers successifs jusqu'à un niveau compris entre trois et cinq euros par tonne depuis l'été 2013. Cette évolution s'explique en partie par la coordination voulue avec les mécanismes introduits par le protocole de Kyoto et avec la Convention climat des Nations unies : la prise en compte des « projets de mécanisme de développement propre » permet aux industriels européens de remplir leur obligation en intervenant dans des pays tiers, où les crédits s'échangent à moins de un euro la tonne.

Où est le signal-prix ?

Ne reste en définitive qu'un surcoût limité pour les consommateurs européens, dépourvu d'effet tangible sur les émissions de gaz à effet de serre. Ce constat devrait rester d'actualité pendant encore quelque temps, puisque le plan de sauvetage annoncé le 22 janvier 2014 par M. Barroso ne devrait entrer en vigueur qu'en 2021, à moins que les négociations internationales en cours n'aboutissent un accord mondial, prévu pour décembre 2015.

À ce jour, le dispositif ETS va de Charybde en Scylla : du renfermement sur l'espace européen qui n'a guère d'influence sur le

réchauffement global, au prix insignifiant du carbone lorsque les opérateurs de l'Union vont sur le marché mondial en éliminant le signal-prix.

(2) La pollution chimique

La pollution chimique induite par la production d'énergie ne fait pas l'objet de dispositifs spécifiques, ni au plan de l'Union européenne, ni à celui de ses États membres.

Pour la France, le sujet ne se pose guère grâce à la part presque exclusive des sources chimiquement propres que sont la filière électronucléaire, les centrales thermiques au gaz et la production hydroélectrique.

Il n'en va pas de même en Allemagne, en Pologne et en Grande-Bretagne, car le recours au charbon occasionne d'importantes pollutions chimiques, des externalités très négatives pour la santé, dont le marché ne tient aujourd'hui aucun compte.

Du point de vue de la coopération énergétique entre la France et l'Allemagne, il est utile de noter que la réduction constatée de la filière nucléaire dans le bouquet énergétique allemand a été compensée pour moitié par un recours accru aux énergies renouvelables, l'autre moitié provenant du fonctionnement accru des centrales à charbon et à lignite, car ce carburant solide extrêmement polluant est aussi très bon marché. Une telle stratégie contraste avec les choix français, mais aussi britannique et polonais, consistant à privilégier le recours à la filière électronucléaire.

B. LE NUCLÉAIRE, INDISPENSABLE À LA TRANSITION

Seule ressource énergétique suffisamment bon marché pour amortir le coût de la transition vers des énergies renouvelables (1), la filière électronucléaire constitue tout à la fois un atout de la France et une chance pour l'Allemagne, comme pour l'ensemble de l'Union européenne (2).

1. Une ressource préservant le climat et l'environnement

L'électricité d'origine nucléaire ne fait pas partie des thèmes identifiés de la coopération franco-allemande, non plus que le financement de la transition énergétique, Cela s'explique aisément par les choix diamétralement opposés faits en ce domaine de part et d'autre du Rhin. Pourtant, le maintien de cette filière à un niveau très substantiel en France, alors que l'Allemagne devrait avoir intégralement abandonné cette voie ne suffit pas à épuiser le sujet, car cette source d'électricité non polluante et à bon marché est appelée à fournir les marges de financement indispensables à la première phase de la transition vers un mix électrique chimiquement pur en France. Elle peut en outre apporter à l'Allemagne et à toute l'Europe la

ressource de base indispensable, assurée aujourd'hui par du charbon ou du lignite – deux sources particulièrement contraires aux préoccupations environnementales.

La production des centrales nucléaires est obtenue à un prix de revient suffisamment bas pour qu'une hausse modérée des tarifs payés par les consommateurs fournisse les moyens d'investissement nécessités par les capacités supplémentaires en énergie renouvelable (a), sans détériorer l'environnement, ni brider la croissance (b).

a) Un prix de revient utile à la transition progressive

Deux modèles principaux rendent la transition énergétique économiquement supportable pour les consommateurs :

- un prix élevé de l'énergie, notamment de l'électricité, permet d'amortir aisément l'investissement nécessité par l'énergie renouvelable : le consommateur paye toujours cher, mais avec l'espoir d'une diminution ultérieure de sa facture, lorsqu'il aura fini de payer les immobilisations induites par la transition ;
- un prix de départ très modeste - comme en France, où les ménages payent leur électricité un tiers moins cher que dans la moyenne des autres pays de la zone euro et à un tarif moyen presque deux fois plus bas qu'en Allemagne : le consommateur ne subit qu'une hausse modérée du prix pour couvrir le coût de la transition.

b) Tout autre choix détériorerait l'environnement ou briderait la croissance.

Comment compenser les inconvénients inhérents aux filières intermittentes, à savoir une disponibilité indépendante de la demande et un prix de revient moyen élevé malgré un coût marginal négligeable ou nul ?

Techniquement, il est envisageable de recourir à une source thermique utilisant des installations existantes et disponible un tarif très bas. Tel est le choix initialement fait par l'Allemagne dans la mouture première de l'*Energiewende*. D'après l'Agence internationale de l'énergie, les émissions de gaz carbonique par habitant et par an étaient quasiment doubles en Allemagne par rapport à ce qu'elles étaient en France au cours de l'année 2012, avec 9,3 tonnes contre 5,5, alors que la consommation moyenne d'énergie, tous secteurs confondus, était presque identique dans les deux pays, avec 32 mégawattheures par habitant en Allemagne et 29 en France. Ces derniers chiffres permettent d'observer que le niveau de la consommation d'énergie est extrêmement peu sensible au prix : le tarif moyen de l'électricité s'établissait 0,27 euro par kilowattheure en Allemagne, contre seulement 0,14 en France. Fort logiquement, ce recours massif aux combustibles fossiles - qui assuraient en 2012 quelque 62 % du mix électrique en Allemagne, dont 45 % au titre du charbon et du lignite - doit n'être que

temporaire. En France, les combustibles fossiles n'ont procuré que 9 % du mix électrique.

Le développement massif du recours aux énergies renouvelables intermittentes est encore l'orientation affichée de la politique énergétique allemande, mais une révision est engagée en raison des obstacles économiques gigantesques rencontrés sur la voie d'un mix énergétique presque entièrement constitué par ces ressources. Conduite à un rythme trop soutenu, la marche vers une électricité non polluante, décarbonée et dénucléarisée pourrait mettre à bas l'économie la plus prospère qui soit : l'addition paraît déjà excessive en Allemagne, alors que la transition reste extrêmement partielle quant à la part des ENR intermittentes, alors que l'indispensable adaptation des réseaux n'a pas été entamée, alors enfin que le stockage des surplus reste confiné pour l'essentiel à la recherche. **L'insertion de l'Allemagne de l'ensemble européen a permis jusqu'ici d'absorber, presque de dissimuler certains effets externes négatifs, techniques ou économiques, du processus en cours, mais nous sommes parvenus aux limites de cet exercice, tant pour les pays limitrophes que pour l'économie allemande.**

Dans ces conditions, la solution pourrait bien venir du nucléaire français : cet atout de la France est paradoxalement appelé à jouer un rôle majeur en appui à la transition énergétique engagée outre-Rhin, en assurant à l'Allemagne la fourniture de l'énergie de base indispensable à son industrie, bien que cette perspective ne figure pas officiellement dans les objectifs de la coopération énergétique entre les deux pays.

2. Un atout de la France, indispensable à l'Allemagne et à l'Europe

Les atouts que représente pour la France l'ampleur de sa filière électronucléaire étant assez connus, il suffit de rappeler quelques chiffres :

- en produisant 75 % de son électricité grâce à leurs ressources nucléaires, combinée avec les 15 % procurés par les énergies renouvelables, dont 12 % provenant de la ressource hydraulique, la France obtient une électricité dont 90 % n'occasionnent aucune pollution chimique, ni aucune émission de gaz à effet de serre, soit l'un des meilleurs bilans environnementaux de la planète ;
- cette électricité est également très bon marché : seul un recours massif accru à l'hydraulique permettrait, s'il était réalisable, d'abaisser le prix de revient.

Comptant parmi les champions mondiaux de la filière électronucléaire, la France occupe également une place de choix dans les nouvelles techniques dont la généralisation est envisageable au cours des années à venir : l'EPR et le projet ITER.

Le réacteur européen pressurisé européen, habituellement désigné par son sigle anglais EPR (pour *European pressurized reactor*, puis *Evolutionary pressurized reactor*) fait partie de la troisième génération de réacteurs électronucléaires au sens de la classification internationale. Conçu par AREVA, il doit utiliser de l'uranium enrichi à 5 % ou du combustible nucléaire MOX, un produit obtenu à partir des déchets de l'industrie nucléaire, obtenu sans aucun apport d'uranium naturel. Il est donc licite d'espérer que le retraitement des déchets apportera dans quelques années source énergétique supplémentaire. Dans le cadre de sa transition énergétique vers un bouquet décarboné, la Grande-Bretagne envisage notamment de construire quatre réacteurs EPR. Les collaborations déjà engagées entre AREVA et EDF permettent d'envisager l'élaboration d'une gamme de réacteurs à eau pressurisée, avec une capacité débutant à 1 000 mégawatts, contre 1 650 à Flamanville.

Le projet ITER est récent, puisque le siège principal n'a été inauguré que le 17 janvier 2013, à Cadarache. Sa localisation en France est emblématique de l'excellence mondialement reconnue de notre pays en ce domaine, ou viennent travailler des chercheurs provenant bien sûr d'Europe, mais aussi de Chine, de Corée du Sud, des États-Unis, d'Inde, du Japon et de Russie. Sur le plan technique, ce projet doit conduire à une véritable révolution énergétique, puisque la fission nucléaire serait remplacée par la fusion d'atomes. Outre les matières premières utilisées, l'un des très grands intérêts de cette voie est l'absence de déchets radioactifs liés au fonctionnement de la centrale, ce qui doit modifier radicalement l'approche des risques. En pratique, la problématique du rayonnement ne se posera que lorsqu'il faudra démanteler le cœur du réacteur, dont les parois seront pour l'essentiel faiblement ou très faiblement radioactives. Les installations de ce type ne produiront aucun déchet de haute radioactivité.

Fission et fusion nucléaires

Provoquée par un « bombardement » de neutrons, la fission nucléaire se traduit par deux conséquences :

- le noyau du corps chimique « bombardé » - l'uranium, puis le plutonium dans le cas d'une centrale nucléaire classique - éclate, dégageant beaucoup de chaleur et faisant apparaître une ou plusieurs nouvelles substances chimiques dont les noyaux sont constitués par des protons et des neutrons provenant du noyau initial ;

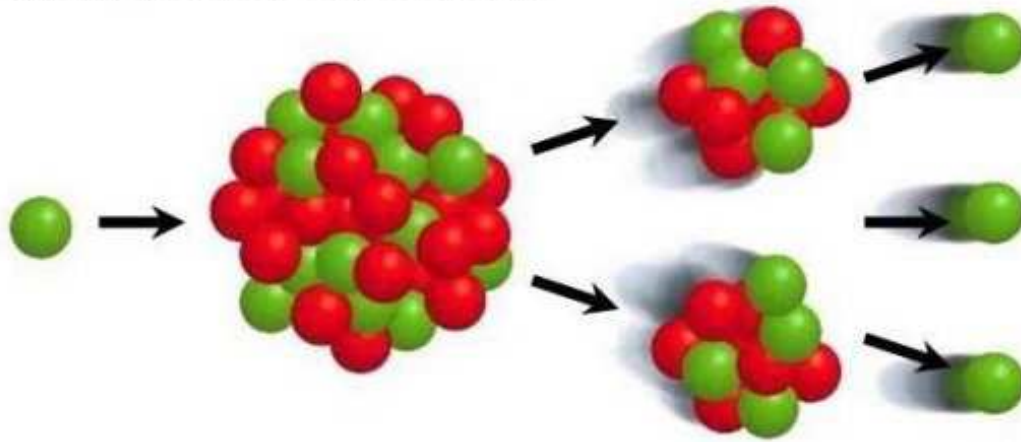
- le corps « bombardé » comportant plus de neutrons que de protons, les neutrons en excès sont libérés et « bombardent » à leur tour les autres noyaux d'uranium ou de plutonium : c'est la « réaction en chaîne », qui assure le maintien de la production énergétique.

Partiellement symétrique de la fission, la fusion nucléaire consiste à provoquer la réunion de deux noyaux d'atomes en un seul, avec dégagement d'énergie et d'un neutron libre, qui se trouvait en excès dans le noyau de l'un des corps fusionnés.

Le tritium (dont le noyau comporte un neutron excédentaire) devra être obtenu à partir du lithium, une matière déjà largement utilisée dans les accumulateurs des téléphones et ordinateurs portables.

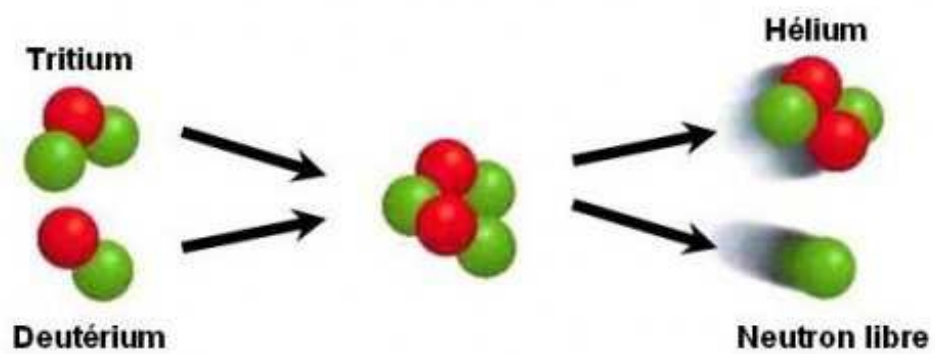
Le deutérium est un isotope de l'hydrogène (caractérisé par la présence d'un neutron aux côtés du proton). Il peut donc être obtenu par simple dialyse de l'eau, ce qui en fait une substance relativement facile à obtenir, malgré sa rareté (32,4 grammes par tonne d'eau).

Exemple de réaction de fission



 Neutron

Exemple de réaction de fusion



En attendant cet avenir sans doute éloigné de plusieurs dizaines d'années, les réacteurs actuellement en fonction sur le territoire français pourront équilibrer le mix énergétique franco-allemand avec une ressource stable et fiable. Le différentiel entre les tarifs moyens en Allemagne et le prix de revient de la filière électronucléaire française devrait permettre de financer le développement en France des sources renouvelables d'énergie parvenues à maturité, puis la modernisation du parc électronucléaire hexagonal afin de remplacer progressivement les centrales actuelles par la génération EPR, renforçant ainsi la sécurité du parc et résolvant en grande partie le problème du traitement des déchets radioactifs.

Il convient donc d'envisager très rapidement le remplacement des centrales électronucléaires vieilles, afin d'utiliser les techniques modernes et sûres. La réflexion pourrait s'organiser autour de l'objectif proposé par M. Bigot, administrateur général du CEA : un rythme d'une ou deux centrales par an pendant vingt ans.

La Grande-Bretagne entend aujourd'hui accroître ses ressources électronucléaires pour les porter de 20% à 27% du mix électrique à l'horizon 2030. EDF doit y construire quatre centrales de type EPR.

La Pologne s'est lancée dans la création *ab initio* de centrales nucléaires, dont la première devrait entrer en fonctionnement au cours de l'année 2026, la deuxième centrale devant en principe voir le jour une dizaine d'années plus tard.

Cette double évolution est extrêmement significative au plan de l'Union européenne, puisqu'elle concerne des États membres qui se placent en troisième et quatrième position, tant pour la production d'énergie que pour sa consommation. Elle complétera le parc électronucléaire français pour assurer à l'Union européenne les moyens de conduire une transition réfléchie et maîtrisée vers l'utilisation de ressources renouvelables d'énergie, avec une diminution rapide et soutenue des polluants émis dans l'atmosphère, ainsi que des gaz à effet de serre.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Développer de nouvelles filières industrielles et assurer une évolution coordonnée compatible avec les données économiques exige du recul : les choix politiques guident les objectifs, la dimension technique et économique détermine le *tempo* souhaitable.

Indispensable pour des raisons tenant à la géographie, mais aussi parce que l'évolution jusqu'ici divergente des politiques énergétiques de part et d'autre du Rhin aboutit à une situation qui ne peut se prolonger sans dommages pour la France et l'Allemagne de même que pour toute l'Union européenne, la coopération franco-allemande dans la transition vers des énergies renouvelables pose d'immenses défis techniques pour la production, conceptuels pour la gestion des réseaux et économiques pour financer les énormes investissements à même d'assurer l'utilisation satisfaisante d'une énergie dont les sources premières - le vent et le soleil - se manifestent sans la moindre considération pour les besoins du genre humain.

C'est aujourd'hui que nous devons tracer le long chemin qui pourra conduire vers une énergie abondante et propre sur tous les plans. Vouloir brûler les étapes ou **se précipiter vers la mise en œuvre de moyens encore immatures ou incomplets serait non une façon d'accélérer l'Histoire, mais le moyen le plus sûr de la faire douloureusement bégayer.**

Une évolution de cette ampleur, avec de telles implications géographiques, doit être conçue et conduite à l'échelle de l'Union, en commençant par le couple franco-allemand, pour associer au plus vite les autres États membres à une coopération renforcée couvrant l'ensemble de la problématique.

La France doit faire évoluer son parc électronucléaire et développer de façon raisonnée le recours aux sources renouvelables d'énergie. En Allemagne, une prise de conscience a lieu. En effet, le gouvernement allemand a fait sien le projet élaboré par M. Sigmar Gabriel, vice-chancelier social-démocrate, ministre de l'économie et de l'énergie, qui a jugé « *absolument nécessaire* » de donner « *un nouveau départ* » au tournant énergétique. La discussion du texte n'étant pas encore parvenue à son terme, il est prématuré d'en tirer des conclusions, mais l'évolution engagée jusqu'ici pourrait changer son cours si les restrictions de financement sont acceptées par le Bundestag. M. Gabriel a résumé ainsi l'esprit du projet de loi : « *Le tournant énergétique ne consiste pas seulement à développer la production d'énergie renouvelable, mais aussi à l'affaire de manière planifiée et sûre* ». Telle est

précisément la philosophie dont votre rapporteur propose de tirer les conséquences.

La situation est donc particulièrement propice à une relance de la coopération énergétique entre les deux pays. Il importe que la dimension purement technique privilégiée jusqu'à présent soit complétée par la prise en compte des réalités économiques, incluant la gestion des marchés.

Regarder la réalité en face : c'est ce que votre rapporteur souhaite pour le choix du bouquet énergétique, pour la cohérence des investissements réalisés, enfin pour la façon d'envisager les thèmes majeurs constitués par la filière électronucléaire et sa modernisation, le gaz de schiste ou la mise sur pieds d'une coopération renforcée dont les objectifs doivent inclure un système d'interconnexions assurant la stabilité des approvisionnements et renforçant l'indépendance énergétique des États-membres. Le libre choix du bouquet énergétique par chaque État-membre, un domaine où la dimension rationnelle doit s'imposer face à l'approche émotionnelle, ne s'oppose pas à l'intervention commune dans les négociations sur les fournitures à long terme de matière première énergétique.

Assurer la cohérence de la politique énergétique avec le protocole de Kyoto et la lutte contre le réchauffement climatique suppose de définir une politique lisible et stable en matière de prix du CO₂. Ce ne doit pas devenir un prétexte pour négliger une donnée fondamentale : la croissance de l'Union européenne dépend de son industrie. Faut-il privilégier la réindustrialisation de l'Europe ou se focaliser sur un choix climatique n'ayant que des effets éminemment relatifs au niveau planétaire ? La filière nucléaire permet de concilier les deux.

ANNEXES

I - LES GRANDES ÉTAPES RÉCENTES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE FRANCO-ALLEMANDE

II - *MIX* ÉNERGÉTIQUES COMPARÉS EN FRANCE EN ALLEMAGNE

III - LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ALLEMANDE

IV - VERS QUEL MIX ÉNERGÉTIQUE TENIR LE CAP ?

I. LES GRANDES ÉTAPES RÉCENTES DE LA COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE FRANCO-ALLEMANDE

a) La chronologie récente peut être commencée au septième conseil des ministres franco-allemands, tenu à Paris le **12 octobre 2006**, puisque la déclaration commune mentionnait l'intention des deux États de « *contribuer activement à la mise en place d'une politique énergétique européenne visant des coûts de l'énergie compétitifs et une sécurité d'approvisionnement accrue pour l'ensemble de l'UE, et respectant nos objectifs environnementaux, notamment dans la lutte contre le réchauffement climatique* ».

Cette déclaration comportait notamment un développement sur les économies d'énergie, dont il est utile de rappeler les premières phrases : « *La France et l'Allemagne se félicitent de ce que la Commission de l'UE considère l'efficacité énergétique comme l'une de ses priorités, comme le montre son plan d'action sur efficacité énergétique. Nos deux pays sont d'accord sur le fait que des contributions importantes à la sécurité à long terme de l'approvisionnement énergétique peuvent et doivent également être apportées par des économies d'énergie et une efficacité énergétique accrue. Nos deux pays estiment que les secteurs du bâtiment et des transports recèlent un potentiel particulier d'amélioration de l'efficacité énergétique.* »

A propos du climat, il était observé en particulier : « *La France et l'Allemagne sont convaincues que le changement climatique ne pourrait être maîtrisé qu'en continuant de réduire les émissions de CO2 dues à l'énergie dans tous les secteurs, et qu'en conséquence les investissements dans les technologies à fort rendement énergétique et pauvres en émissions, notamment dans le secteur énergétique, ainsi que dans les énergies renouvelables doivent être augmentés.* »

Cette déclaration s'est achevée par une référence au « *Mécanisme de développement propre* » du protocole de Kyoto.

b) Célébré à Paris le **22 janvier 2013**, le 50^e anniversaire du Traité de l'Élysée s'est conclu par une déclaration dont la dimension énergétique et climatique comportait des objectifs substantiels : « *faire de l'Europe le continent de la transition énergétique réussie* » ; développer entre la France et l'Allemagne « *une approche conjointe de la politique énergétique européenne assurant l'atteinte des objectifs de compétitivité, de lutte contre le changement climatique et de sécurité des approvisionnements* » ; organiser « *une coopération renforcée dans la définition des politiques et des mesures de soutien aux énergies renouvelables au niveau de l'UE, afin de continuer à diminuer le coût de ce soutien et d'intégrer davantage les énergies renouvelables sur le marché* » ; réaliser « *des efforts conjoints de rénovation énergétique et d'efficacité énergétique* » grâce à une coopération entre la Caisse des dépôts et consignations et *Kreditanstalt für Wiederaufbau* ; enfin « *préparer une vision commune des actions menant la transition vers une économie sobre en carbone* ».

c) À peine plus de deux semaines plus tard, une déclaration commune signée le **7 février 2013** entre les ministres compétents a porté sur la coopération dans le domaine des énergies renouvelables et sur la création d'un Office franco-allemand pour les énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique.

À juste titre, cette déclaration a constaté dès le début « *l'existence de choix nationaux différents en matière de bouquets énergétiques* », tout en soulignant que la réussite de la transition énergétique nécessitera une transformation en profondeur dans les deux pays « *dont les effets dépasseront largement les frontières nationales* ». Mais l'essentiel de cette déclaration commune était consacré à l'innovation, dont le rôle crucial a motivé la transformation du Bureau de coordination énergies renouvelable (créé en 2011) en Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, doté d'antennes à Berlin - au ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature et de la sûreté nucléaire - et à Paris, au ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

d) La première conférence franco-allemande de l'énergie s'est tenue le **2 juillet 2013** à Paris, où elle a réuni les deux ministres directement concernés, mais aussi de nombreux acteurs énergétiques des deux pays.

Les thèmes abordés ont couvert un champ particulièrement vaste, en particulier l'efficacité énergétique, la définition d'un mix énergétique sûr et efficace, la mise en place des réseaux intelligents, le financement de la transition énergétique et son impact sur l'économie, l'expérience de l'Allemagne dans les énergies renouvelables.

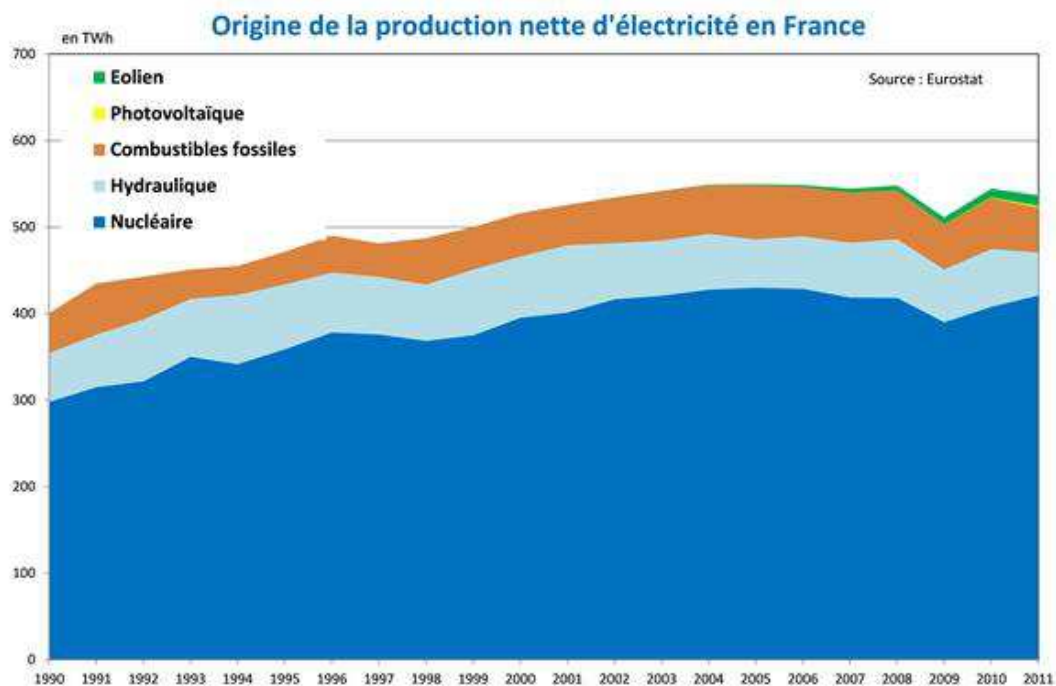
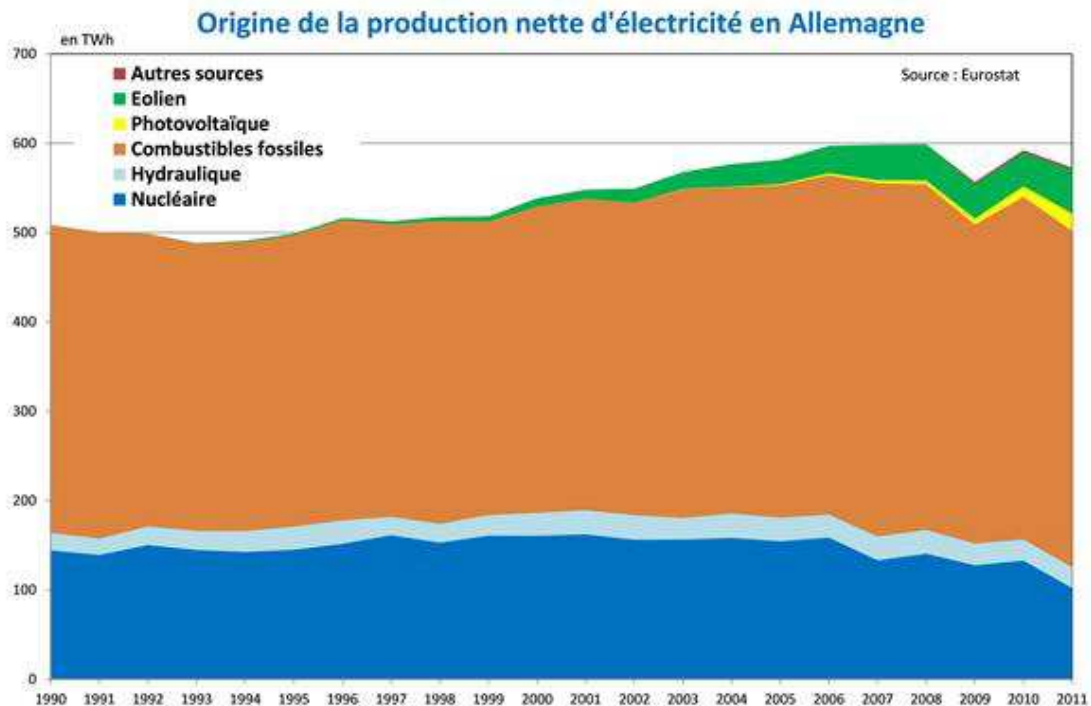
e) Réuni à Paris le **19 février 2014**, le 16^e conseil des ministres franco-allemands a décidé de créer un « *groupe de haut niveau bilatéral chargé d'élaborer une feuille de route couvrant tous les enjeux liés à la transition énergétique* » et d'adopter une « *position commune sur le cadre énergie-climat 2030* ».

Le communiqué a identifié « *quatre axes clés : les réseaux, les énergies renouvelables, le stockage de l'électricité et l'efficacité énergétique* », ainsi que trois premiers axes d'action : la coopération entre les gestionnaires de réseau de transport d'électricité ; l'élaboration d'un plan de recherche franco-allemand sur le stockage de l'électricité ; le développement conjoint des technologies hydrogène et solaires.

f) Enfin, l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR) organise le premier symposium franco-allemand sur l'hydrogène-énergie, qui se déroulera le **24 juin 2014** à Berlin dans les locaux de l'ambassade de France.

II. MIX ÉLECTRIQUES COMPARÉS DE LA FRANCE ET DE L'ALLEMAGNE

Réalisés par l'Union française de l'électricité, ces graphiques se passent de commentaires.



III. LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DE L'ALLEMAGNE

La traditionnelle complémentarité franco-allemande dans le domaine de l'énergie reposait à la fois sur les bouquets énergétiques et sur les modèles de consommation.

Les gouvernements de part et d'autre du Rhin ont depuis longtemps conduit des politiques énergétiques extrêmement différentes, surtout après la guerre du Kippour et le quadruplement des prix du pétrole : la France a privilégié l'installation d'un parc électronucléaire, à une échelle sans commune mesure avec l'orientation de l'Allemagne dont le bouquet énergétique est resté bien plus axé sur l'exploitation des ressources nationales de lignite.

Cette diversité de la production s'est accompagnée de choix extrêmement contrastés quant au chauffage, le « tout électrique » l'emportant en France. Cette caractéristique est habituellement présentée comme le corollaire d'une filière électronucléaire hypertrophiée, alors que l'inertie de la production d'origine nucléaire n'est que difficilement compatible avec les fortes variations de la consommation induites par l'évolution brutale de la température. La complémentarité franco-allemande se manifestait donc par la capacité d'exportation électrique en provenance d'Outre-Rhin, au moment où les pics de consommation ne pouvaient être satisfaits en France, alors qu'ils n'existaient guère en Allemagne. Cette heureuse complémentarité s'était établie hors de toute politique commune de l'énergie. Cette situation faisait intervenir à la fois la diversité de l'offre et des modèles différents de consommation. L'équilibre ainsi établi a vu son contexte largement modifié par l'orientation unilatérale de l'Allemagne en faveur d'une transition énergétique pour sortir du nucléaire à marche forcée depuis l'accident survenu à Fukushima.

Il convient donc de préciser ce virage (I) avant d'évoquer ses conséquences pour l'Europe de l'énergie (II).

I – Le tournant énergétique allemand : tout dépend de l’horizon temporel considéré

1° Un tournant immédiat anti-nucléaire plus qu’environnemental

a) La réaction post-Fukushima

Quelques semaines seulement après l’accident survenu à Fukushima, le Bundestag a voté une stratégie de transition énergétique devant porter la part des énergies renouvelables à 35 % du mix énergétique en 2020, puis à 50 % en 2030, 60 % en 2040 et 80 % en 2050. Mais le principal aspect à brève échéance de cette transition est la renonciation à l’énergie nucléaire, la fermeture de la dernière centrale étant programmée pour 2022.

Trois explications principales semblent avoir motivé cette réorientation décidée par le gouvernement de Mme Merkel : le soutien de la population allemande (favorable à 80 % d’après les sondages) ; l’élimination d’un obstacle majeur à l’inclusion des Verts dans la majorité parlementaire ; la disponibilité d’alternatives crédibles sur le plan technique à une filière électronucléaire (12 centrales et 17 réacteurs produisant en 2010 un quart de l’énergie électrique consommée dans le pays) en tout état de cause bien moins développée qu’en France (où l’on dénombre 19 centrales et 58 réacteurs produisant aujourd’hui les trois quarts de l’énergie électrique consommée).

En 2013, la filière nucléaire a procuré seulement 15 % de l’électricité consommée en Allemagne, après la fermeture de huit centrales. Le repli est donc réel outre-Rhin.

b) Le maintien du lignite, source d’énergie anti-écologique par excellence

Les énergies d’origine fossile conservent la première place en Allemagne, avec presque 80 % du mix énergétique en 2012.

Pour des raisons liées à aux ressources naturelles disponibles sur place, l’Allemagne utilise beaucoup de charbon et encore plus de lignite¹. Les centrales à charbon ou lignite assurent plus de 40 % de l’électricité produite en Allemagne, qui demeure le premier producteur d’électricité à base de carburant solide en Europe de l’Ouest. En 2013, l’Allemagne a importé environ 50 millions de tonnes de charbon, soit une hausse de 6,5 %. Surtout, l’Allemagne est le principal producteur de lignite, avec plus de 176 millions de tonnes par an, contre seulement 13 millions de tonnes de charbon. À titre de comparaison, la

¹ Techniquement, le lignite et la houille sont deux formes de charbon, mais le rapport reprend la convention appliquée par les énergéticiens, qui désignent la houille par le mot charbon, alors que le lignite est désigné comme s’il n’était pas du charbon.

Pologne produit 63 millions de tonnes de lignite et 76 millions de tonnes de charbon, complétées par l'importation de 15 millions de tonnes. Le lignite est privilégié en Allemagne pour deux raisons : il est abondamment disponible sur place (l'Allemagne en est de loin le premier producteur au monde) et disponible à très bon marché.

Ce carburant solide reste cependant contraire à toute politique environnementale, puisque son faible pouvoir calorifique (environ 20 000 kilojoules par kilogramme contre 29 000 pour le charbon) s'accompagne d'un bilan carbone calamiteux. S'ajoute une forte pollution chimique, notamment avec les sulfures, sources de pluies acides.

2° Une orientation à terme vers un modèle de développement durable dans le domaine énergétique

a) L'essor complexe des sources renouvelables d'énergie

Les énergies d'origine renouvelable bénéficient d'investissements massifs, avec 20 milliards d'euros environ en 2013. Ces dernières années, l'énergie d'origine renouvelable a connu un taux de croissance d'environ 8 %. La transition énergétique est donc clairement engagée. Elle se heurte pourtant à d'importants obstacles techniques.

Le premier est le caractère intermittent de la production éolienne et des centrales photovoltaïques. Il est possible de stocker l'énergie électrique sous forme d'hydrogène (par électrolyse de l'eau) puis de méthane (après réaction de l'hydrogène et de gaz carbonique $2\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{O}_2$), ce gaz combustible servant ensuite à faire fonctionner une centrale électrique. Aujourd'hui, ce stockage de l'énergie électrique reste limité, car les techniques utilisées sont extrêmement récentes. En outre, il nécessite la présence de sources importantes de gaz carbonique. Or, les principaux émetteurs de gaz carbonique sont les établissements industriels, très présents dans le Sud de l'Allemagne, alors que les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont disposés dans le Nord... La modestie des pourcentages moyens ne doit pas induire en erreur, ce que montre fort bien l'exemple danois : les éoliennes suffisent à satisfaire la totalité de la demande danoise en électricité lorsqu'il y a suffisamment de vent, mais ne procurent en moyenne « que » 28 % de l'électricité consommée au Danemark en un an. L'écart entre le maximum et la moyenne est donc compris entre un coefficient trois et un coefficient quatre. **Le stockage des pointes de production constitue à terme un défi crucial de la transition vers un mix faisant une large part aux énergies renouvelables intermittentes.**

Tant que cette condition n'est pas satisfaite, il reste indispensable de compléter cette production intermittente déterminée soumise à la météorologie

en ajoutant une fourniture variable, mobilisable à la demande. Pour des raisons techniques, la filière électronucléaire est peu flexible, alors que le relief de l'Allemagne n'autorise pas à se fonder massivement sur des barrages en montagne. Il faut donc utiliser des centrales à charbon ou à gaz. Les premières étant très polluantes, une transition à finalité environnementale se doit de privilégier les secondes. Mais plus le recours effectif aux centrales à gaz est imposé par l'intermittence du soleil et du vent, plus le prix de revient de cette électricité s'accroît, le coût de la structure restant inchangé alors que la production annuelle diminue : les dépenses en intrants sont sensiblement proportionnelles à l'électricité vendue, mais les coûts fixes demeurent même lorsqu'un fort vent s'accompagne d'un soleil radieux. Ainsi, plus les énergies intermittentes se développent, plus il faut disposer des capacités complémentaires dont la rentabilisation est problématique. Il en irait bien sûr autrement si l'électricité d'origine intermittente faisait systématiquement l'objet d'un stockage sous forme d'hydrogène puis de méthane alimentant des centrales au gaz : celles-ci fonctionneraient alors à un rythme calqué sur la consommation d'énergie, mais indépendamment des conditions météorologiques.

L'éloignement géographique entre l'électricité supplémentaire produite dans le Nord et les besoins à satisfaire concentrés au Sud ne paraît pas susceptible d'être évité dans un avenir tant soit peu prévisible. Il a imposé la construction d'importantes lignes à haute tension à travers le pays, mais trop souvent avec un transit par les réseaux de pays voisins. Ceux-ci sont déstabilisés, conformément aux lois de Kirchoff. Paradoxalement, les découvertes faites en 1845 par ce physicien allemand aboutissent au fait que l'absence d'une Europe de l'énergie, combinée avec l'existence d'une Europe des réseaux électriques, débouche sur la tentation de fermer les frontières nationales.

L'essor ultérieur de l'électricité d'origine intermittente est freiné à la fois par l'insuffisance du stockage et par une caractéristique géographique : les sources d'énergies apparaissent dans le Nord, alors que la demande à satisfaire est au Sud, où les centrales nucléaires sont progressivement fermées.

Tout cela explique sans doute que la part renouvelable n'ait guère dépassé 23,5 % de l'électricité produite en 2013, avec 4,5 % pour la filière photovoltaïque, 8 % pour l'électricité d'origine éolienne, 4 % pour les déchets urbains et l'hydraulique, enfin 7 % fournis par la biomasse. Si les énergies renouvelables devaient encore augmenter leur contribution au mix global, ce serait inévitablement au profit presque exclusif des ressources intermittentes,

avec le coût exorbitant des investissements exigés et la déstabilisation des marchés tant que le stockage des excès d'électricité n'est pas assuré.

S'ajoute l'obstacle tarifaire, puisque les consommateurs acquittent en dernier ressort les subventions publiques massives dont les producteurs d'énergie renouvelable bénéficient à guichet ouvert.

b) Le défi des prix de revient, donc des subventions publiques

Avec 24 millions d'euros, les subventions versées à l'énergie solaire, éolienne ou tirée de la biomasse ont avoisiné 1 % du PIB, en comptabilisant les seuls propriétaires d'usines déjà installées. Ce montant est supérieur à la valeur marchande de l'électricité produite ! Quelque 2 800 entreprises à très forte intensité énergétique (au moins un gigawattheure par an, l'énergie représentant au minimum 14 % de la valeur ajoutée), qui utilisent environ 20 % de toutes l'électricité consommée en Allemagne, versent, au titre de la loi sur les énergies renouvelables, moins du centième de la contribution de droit commun : 0,05 cent par kilowattheure au lieu de 6,24 cents en 2014. En ajoutant l'ensemble des dérogations, le coût budgétaire avoisinait 5,6 milliards d'euros en 2013, atténuant la charge pesant sur un tiers de la consommation allemande d'électricité. Les exemptions ajoutées depuis 2009 ont coûté environ 400 millions d'euros en 2013.

II - Cette politique lance de graves défis à l'Europe de l'énergie

1° L'insertion difficile dans le contrôle des aides d'État

a) L'interdiction de principe des aides d'État

Le droit de l'Union européenne interdisant de façon générale toute aide d'État tendant à fausser le marché, la plainte déposée début 2012 auprès de la Commission européenne par l'Union des consommateurs allemands d'énergie (*Bund der Energieverbraucher*) pourrait déboucher sur des sanctions.

L'acceptation pure et simple du dispositif existant ne semble pas garantie par la jurisprudence exigeante appliquée par la Cour de justice de l'Union européenne en matière d'aides d'État. M. Almunia, commissaire à la concurrence, a déclaré en décembre 2013 que les consommateurs industriels allemands profitaient « *d'un avantage sélectif susceptible d'entraîner une distorsion de concurrence sur le marché intérieur de l'UE* ».

L'Allemagne s'expose en outre à des procédures *antidumping* au niveau de l'OMC.

b) Le temporaire, jusqu'à quand ?

Les aides d'État peuvent être admises par le droit de l'Union, mais de façon restrictive et pour un temps limité.

Il semble raisonnable de pronostiquer au moins l'obligation pour l'Allemagne de limiter les exemptions ; plus vraisemblablement, elles devraient disparaître à relativement court terme ; au maximum, les entreprises concernées devraient rembourser les exemptions dont elles ont bénéficié au cours des dix dernières années. Cette dernière solution serait la plus solide sur le plan juridique, mais l'ampleur de ses conséquences la rend improbable. D'ailleurs, M. Oettinger, commissaire à l'énergie, s'est interrogé sur les critères et les contours de l'exemption pratiquée en Allemagne plus que sur son principe même.

2° La déstabilisation du marché de l'énergie

a) La modification de l'offre allemande interne, donc de l'offre vers les marchés extérieurs, notamment les plus proches.

Les problèmes strictement de réseau électrique déjà mentionnés à propos des lignes à haute tension reliant le Nord et le Sud de l'Allemagne surchargent certaines connexions transfrontalières empêchant le maintien du véritable marché commun de l'électricité de gros, qui existait il y a encore deux ou trois ans. Il est prévu de réaliser plus d'une demi-douzaine de nouvelles connexions, mais ces chantiers ont pris du retard. Ainsi, la bourse de l'électricité allemande affiche encore aujourd'hui des prix inférieurs à ceux de ses voisins, comme la France et les Pays-Bas.

S'ajoute un effet sur la concurrence entre producteurs d'énergie renouvelable au sein de l'Union européenne, par attribution de conditions privilégiées en faveur de certains opérateurs allemands, ceux dont le portefeuille se compose pour moitié d'électricité renouvelable produite en Allemagne par des centrales en exploitation depuis moins de 20 ans.

b) Un obstacle à la réindustrialisation de l'Union européenne.

Fort logiquement, le coût de l'énergie est l'un des défis à relever pour la réindustrialisation de l'Union européenne, au même titre que la recherche et l'innovation.

Dans ces conditions, toute politique coordonnée de l'Union en matière industrielle doit comporter un volet énergétique substantiel, assurant au moins la complémentarité des politiques suivies en la matière, et surtout un véritable réseau transfrontalier.

Conclusion : Vers une Europe de l'énergie au service de l'environnement ou de la réindustrialisation ?

1° Les initiatives récentes en faveur d'une coopération énergétique plus poussée entre la France et l'Allemagne font référence à la transition énergétique.

Conceptuellement, elles ne semblent pas distinguer clairement les trois objectifs de celle-ci : l'élimination de la pollution chimique due à la diffusion de substances toxiques ou chimiquement dangereuses (sources de pluies acides par exemple) ; la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (sujet qui est loin de se limiter à la production énergétique *stricto sensu*) ; le traitement des déchets radioactifs et l'élimination du risque d'accident nucléaire.

À ce jour, la principale forme de coopération formalisée est la création de structures dédiées à l'émergence des énergies renouvelables, la dernière étape étant la création de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique, en février 2013.

Notons qu'un partenariat unissant l'Agence allemande de l'énergie et l'Union française de l'électricité a été entériné le 2 juillet 2013, à Paris, en marge de la première conférence franco-allemande sur l'énergie.

2° Reste que la transition énergétique n'aura pas la même incidence macroéconomique selon qu'elle met en œuvre des produits fabriqués au sein de l'Union européenne ou importés de Chine... Il y a là une dimension industrielle négligée à ce jour, mais qui prend toujours plus d'ampleur avec la compétition sur les marchés mondiaux, au moment où l'extraction du gaz de schiste aux États-Unis fait baisser leurs prix de revient, alors que l'essor de la filière nucléaire en Chine conforte la compétitivité des produits fabriqués dans l'Empire du milieu.

Jusqu'à présent, la Commission européenne semble bien isolée dans ses appels à une politique commune de l'énergie au service de la réindustrialisation, un thème capital pour l'avenir du vieux continent, mais dont l'articulation avec la transition énergétique n'est pas spontanément assurée, surtout sous l'angle temporel.

IV. VERS QUEL MIX ÉNERGÉTIQUE TENIR LE CAP ?

À terme très éloigné, la combinaison des énergies naturelles renouvelables, des méthodes de stockage, de la méthanisation et des biocarburants de deuxième ou troisième génération pourrait constituer une cible énergétique idéale, puisque reposant exclusivement sur des ressources renouvelables.

Encore faut-il que l'efficacité énergétique ait suffisamment progressé. D'ici là, il sera indispensable de recourir à une filière électronucléaire, au demeurant presque dépourvue de déchets radioactifs si l'avenir confirme les espoirs mis dans le projet ITER.

Les transports routiers interurbains et les transports aériens ne devraient pas pouvoir se passer des carburants liquides à une échéance prévisible, ne serait-ce que pour des raisons d'encombrement et de poids : même les dispositifs de stockage électrique les plus performants que l'on puisse imaginer à ce jour excèdent au moins dix fois le poids des carburants à même de fournir la même énergie motrice, le ratio s'établissant à 30 fois pour l'aviation électrique (nécessairement à hélice) par rapport aux avions à réaction.

Pour les autres usages de l'énergie, l'électricité devrait être la ressource unique pour les consommateurs, même si le stockage imposé par l'intermittence passera sans doute pour partie par l'hydrogène et surtout par le méthane. Les centrales thermiques au gaz ont donc belle vie devant elles, malgré la conjoncture actuelle.

Pendant la - longue - transition vers un mix renouvelable, il est illégitime de se concentrer sur la production constatée dans un espace donné : il est impératif de prendre en compte l'énergie importée, outre celle utilisée pour la fabrication des biens manufacturés importés.

EXAMEN EN COMMISSION

La commission des affaires européennes s'est réunie le mercredi 14 mai 2014 pour l'examen du présent rapport. À l'issue de la présentation faite par M. Jean Bizet, le débat suivant s'est engagé.

M. Simon Sutour, président. – À la problématique franco-allemande *stricto sensu*, ce rapport ajoute l'Europe de l'énergie.

M. Jean Bizet. – En effet.

M. André Gattolin. – Quand Mme Merkel s'est retournée contre le nucléaire en 2010 avec l'enthousiasme du néophyte, les *Grünen* allemands ont dénoncé sa précipitation irréaliste tranchant sur la vue à long terme qui avait guidé le gouvernement de M. Schröder, appuyé sur une majorité alliant le SPD avec les *Grünen*.

Voulant accélérer le rythme pour des raisons politiques, Mme Merkel a renforcé le recours au charbon. Pas un seul écologiste ne préfère substituer au nucléaire un carburant aussi détestable que le lignite !

J'aurais aimé que des spécialistes des énergies renouvelables figurent parmi les personnes auditionnées en vue de ce rapport d'information. Hier après-midi, la commission du développement durable a auditionné Nicolas Hulot, envoyé spécial du Président de la République pour préparer la 21^e conférence sur le climat, prévue à Paris en 2015. Des progrès spectaculaires ont lieu en matière de stockage, notamment au Maroc, avec du sel fondu.

Le thème du stockage est crucial. Pour l'instant, les moyens en ce domaine restent insuffisamment mis en œuvre. C'est par excellence l'axe d'une Europe de l'énergie, parallèlement aux réseaux intelligents.

Avec le précédent ministre de l'écologie - un poste instable s'il en est au sein du gouvernement actuel - j'ai visité le centre de pilotage national de GRDF. Des logiciels mis en place depuis trois ans permettent d'économiser plus de 10 % du gaz grâce, sans le moindre inconvénient pour les consommateurs finals.

À propos des gaz non conventionnels, il faut être extrêmement prudent. Une grande partie des pertes subies par EDF à l'international est liée à un investissement dans une société de gaz conventionnel qui a très vite perdu 80 % de sa valeur. C'est une dépense cachée de l'énergie.

Certes, le gaz de schiste a temporairement transformé la situation aux États-Unis, mais le potentiel européen est bien plus modeste, pour des raisons de configuration géologique. Ainsi, les ressources effectives de la Pologne n'atteignent qu'un dixième de ce que faisait miroiter les promesses d'il y a quatre ans ! Résultat : Exxon-Mobil et Chevron vont se retirer. Une

bulle spéculative se dessine en Grande-Bretagne autour du gaz de schiste. Nous verrons ce qu'elle donnera !

Je n'ai pas compris si la recommandation inscrite à ce propos dans le rapport concernait la France ou toute l'Europe.

L'énergie nucléaire ne peut jouer qu'un rôle de transition.

Le rapport mentionne la France comme producteur européen de premier plan dans le domaine des énergies renouvelables. J'ai des doutes, sauf à inclure le nucléaire parmi les énergies renouvelables... S'agit-il d'une production en valeur relative ou absolue ?

J'ai rencontré le secrétaire d'État aux affaires européennes, M. Harlem Désir. On parle d'une Europe de l'énergie, mais le débat porte en fait sur l'énergie et sur le climat. La Commission européenne fait passer à la trappe l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, pour se concentrer sur les seules émissions de gaz à effet de serre. La politique européenne doit comporter des indications sur l'efficacité énergétique et sur le *mix* énergétique, malgré la compétence des États membres en ce domaine.

Enfin, j'observe que l'actualité internationale illustre l'enjeu géostratégique de la dépendance énergétique.

Les entreprises allemandes payent leur électricité à des tarifs doubles de ceux appliqués en France, mais leur compétitivité n'en a guère souffert.

Ces réserves n'enlèvent rien au mérite du rapport, très documenté.

Mme Bernadette Bourzai. - En effet : il constitue une véritable somme de renseignements.

La filière hydraulique française devrait bénéficier d'un investissement à concurrence de 2 milliards d'euros dans le cadre du schéma de renouvellement des concessions hydroélectriques. Il y a donc bien une certaine marge de progression. La commission du développement durable va en débattre.

M. Simon Sutour, président. - Nous avons de la concurrence !

Mme Bernadette Bourzai. - La sixième suggestion du rapport est ambiguë : s'agit-il de construire de nouvelles centrales nucléaires à l'emplacement de celles qui existent aujourd'hui, ou simplement de moderniser l'existant ?

Dans un rapport qu'il a déposé le 30 avril dernier alors qu'il siégeait à la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, M. Frédéric Barbier a constaté que le gaz de schiste ne serait pas rentable en France, non plus qu'en Europe. Le rapport n'a pas encore été publié, mais nous savons qu'il suggère d'abaisser le prix de l'énergie payé par les entreprises.

Avant d'aller plus loin dans la voie des hydrocarbures non conventionnels, attendons les conclusions de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. Les techniques de prospection sont identiques à celles de l'exploitation. Je fais mienne les observations de M. Gattolin sur les déconvenues du gaz de schiste en Pologne.

Mme Françoise Boog. - Je félicite M. Bizet pour son rapport.

Comment éviter les effets indésirables de la surproduction et stocker l'énergie ? Existe-t-il des installations de stockage en fonctionnement ?

M. Jean Bizet. - Les hydrocarbures non conventionnels sont à l'origine d'une problématique délicate. Des interrogations se font jour à leur propos, même au sein du Gouvernement.

Monsieur Gattolin, j'ignorais jusqu'à présent le scepticisme des *Grünen* face au calendrier fixé par la Chancelière, dont les choix avaient une forte connotation politique, mais ont fini par susciter des difficultés dont les milieux économiques allemands sont conscients, malgré l'exonération dont bénéficient certaines activités, à concurrence de 5,6 milliards d'euros en 2013. La Commission européenne a d'ailleurs froncé les sourcils à leur sujet.

Ai-je auditionné des spécialistes des énergies renouvelables ? Oui ! EDF est engagée dans cette transition ; Total occupe la première place mondiale dans la filière photovoltaïque, grâce à sa filiale *Sun power*. D'autre part, nous avons auditionné le directeur adjoint de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, ainsi que les diplomates allemands, polonais et anglais chargés des énergies renouvelables et des questions climatiques.

Je me réjouis qu'il y ait beaucoup de recherche en matière de stockage d'électricité. Leur mise en œuvre pratique reste insuffisante ? C'est pourquoi le stockage est mentionné dès la première proposition du rapport. Pour corriger les conséquences délétères de l'intermittence, il n'y a que deux voies : le stockage et les réseaux intelligents. J'observe que l'Allemagne est parcourue par 30 000 kilomètres de lignes électriques, souvent à très haute tension. Et la société allemande est aussi rétive que la société française face à toute création de nouvelles lignes, ce qui vient encore compliquer le problème outre-Rhin, où l'essor des énergies renouvelables ne pourra pas se poursuivre très longtemps selon des modalités au coût insupportable même pour une économie florissante.

Monsieur Gattolin, la France est le deuxième producteur d'énergie renouvelable, d'origine principalement hydraulique.

Le lien entre énergie et climat est incontestable, mais la donne économique l'a emporté sur la dimension climatique, puisque nous avons mis des doigts dans la confiture dès que les Américains ont proposé, non sans malice, de la houille à bon marché.

M. André Gattolin. - Et M. Obama vient de publier un rapport tirant la sonnette d'alarme à propos du changement climatique !

M. Jean Bizet. - J'ai toujours dit que les Américains ne signeraient pas le protocole de Kyoto, tant que leurs brevets ne leur permettraient pas de faire sauter les Européens à la corde.

Le prix de la tonne de CO2 devrait être incitateur et moralisateur. La transition énergétique est un choix. Délocaliser certaines productions vers la Chine aurait des conséquences dommageables pour le chômage. La problématique climat-énergie doit être abordée l'échelle de la planète, pas à celle d'un continent.

L'administrateur général du CEA, M. Bigot, a rappelé que nos 58 centrales avaient sensiblement le même âge. La transition énergétique ne peut se faire que si l'on dispose d'une énergie bon marché, donc d'origine nucléaire. Nous voulons tous la transition énergétique. Ce processus impose que la filière nucléaire fournisse l'énergie de base. Des travaux de sécurité sans indispensables après l'accident de Fukushima, mais la transition énergétique exigera de remplacer certaines centrales par la technologie EPR. Le dire est une question d'honnêteté intellectuelle.

M. André Gattolin. - Le choix en matière d'EPR à une dimension stratégique, mais ce vrai débat n'a guère lieu en France.

M. Jean Bizet. - Contrairement aux Européens du Nord, nous ne savons pas discuter sereinement.

Je rappelle que l'EPR fonctionne avec du MOX, ce qui réduit les déchets.

M. André Gattolin. - Quel est son coût ?

M. Jean Bizet. - L'âge moyen de nos centrales exige un accord très large dépassant les clivages politiques, afin de programmer la rénovation du parc. Attendre son extinction progressive serait dangereux pour notre sécurité. Le titre du rapport rappelle que la transition énergétique ne peut se concevoir qu'à plusieurs États membres. Ainsi, les habitudes de vie très différente en France et en Allemagne décalent les pointes de consommation. Nos deux pays ont besoin d'une importante production de base, nécessairement d'origine nucléaire. Madame Bourzai, faut-il « remplacer » ou « moderniser » les centrales nucléaires existantes ? La recommandation du rapport sur ce point ne comporte aucune ambiguïté. Comme on dit en Normandie, vous pouvez choisir le terme que vous voulez !

Madame Boog, la surproduction déséquilibre le marché de gros de l'électricité, d'où le cri d'alarme lancée par le « G 10 » contre la possible apparition de prix négatifs sur le marché de gros de l'électricité. En Allemagne, des centrales à gaz récentes sont arrêtées, au profit de centrales à charbon, moins coûteuses mais ennemies de l'environnement. Quel gâchis ! Cela nous ramène au prix moralisateur du CO2.

M. Simon Sutour, président. - Le débat sur ce rapport d'information, très utile par les données qu'il comporte, ne clôt pas le dossier énergétique pour notre commission, puisque Mme Bourzai nous présentera bientôt ses conclusions sur le nouveau paquet énergie-climat.

D'autre part, un débat aura lieu en séance publique mercredi prochain sur l'énergie et le climat en Europe.

À l'issue du débat, la publication du rapport d'information est autorisée par la commission.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

M. **Jean-Claude LENOIR**, sénateur

Mme **Michaela GASTIGER**, conseillère "climat, énergie, environnement",
ambassade d'Allemagne en France

M. **Pierre REUSS**, directeur des affaires économiques, ambassade d'Allemagne en
France

M. **Sven RÖSNER**, directeur-adjoint, Office franco-allemand pour les énergies
renouvelables

M. **Jon LAMBE**, conseiller "climat, énergie et développement", ambassade de
Grande-Bretagne en France

M. **François MAGNAUD**, attaché "climat et énergie", ambassade de Grande-
Bretagne en France

Mme **Karina KOSTRZEWA-DOWGIELEWICZ**, chef du service économique
chargée du dossier "énergie-climat", ambassade de Pologne en France

Mme **Agata WADOWSKA**, chargée du dossier "industrie-compétitivité",
ambassade de Pologne en France

M. **Jean-Paul BOUTTES**, directeur "stratégie et prospective", EDF

M. **Bertrand LE THIEC**, directeur-adjoint des affaires publiques, EDF

M. **Dominique MAILLARD**, président du directoire, RTE

M. **Stéphane COSSÉ**, directeur des relations institutionnelles, RTE

Madame **Gwenaëlle HUET**, directeur des affaires européennes, GDF-SUEZ

Madame **Chantal PHILIPPET**, chargée des relations institutionnelles, GDF-SUEZ

M. **François TRIBOT-LASPIERE**, chargé des relations parlementaires, TOTAL

M. **Arnaud CHAPERON**, directeur "prospective et relations institutionnelles",
TOTAL