

La transition énergétique allemande est-elle soutenable ?

L'Allemagne a entamé en 2011 une transition énergétique radicale, ou "*Energiewende*", dont le but est l'abandon complet du nucléaire avant 2022, puis la réduction des émissions de gaz à effet de serre du pays de 80-95 % avant 2050. Avant cette date, le pays devra donc produire son électricité en se passant presque complètement du gaz, du pétrole et du charbon pour les remplacer à 80 % par des énergies renouvelables (EnR).

L'Allemagne est un pays riche, disposant d'une industrie parmi les plus compétitives au monde. Ses engagements en matière environnementale sont clairement affichés et l'*Energiewende*, faisant largement débat dans le pays, recueille jusqu'à présent une forte adhésion de la population malgré des augmentations prévisibles du prix de l'électricité, qu'elle paie pourtant déjà presque deux fois plus cher qu'en France. Elle semble donc détenir les atouts nécessaires pour mener avec succès sa transition énergétique.

Toutefois, de nombreuses difficultés sont à surmonter pour réussir cette transition énergétique, comme

le développement du réseau électrique national, le coût et le financement des investissements nécessaires, l'amélioration des techniques de stockage de l'électricité, l'acceptabilité des hausses du prix de l'électricité qui sont prévues ou encore les difficultés financières des fabricants de panneaux solaires engendrées par la forte diminution des subventions et la concurrence asiatique. De plus, de récentes dissensions politiques internes au gouvernement quant aux moyens mis en œuvre pour atteindre le but fixé ont ralenti les prises de décision fédérales sur le sujet.

Enfin, la décision de l'Allemagne n'est pas sans conséquence sur ses voisins européens. Elle perturbe et fragilise l'équilibre offre/demande du système énergétique européen et met en difficulté certains opérateurs. Les yeux de tous les observateurs du monde de l'énergie sont donc rivés sur les changements qui s'opèrent outre-Rhin, car ils auront des conséquences notables pour l'ensemble de l'Union européenne, et même au-delà. ■

LES ENJEUX

Après plusieurs changements de cap en une décennie en matière de politique énergétique, la catastrophe de Fukushima a agi comme un catalyseur sur le gouvernement allemand, aujourd'hui décidé à sortir définitivement de l'industrie nucléaire, un choix qui apparaît irrévocable. Si l'énergie nucléaire ne comptait que pour 24 % de l'électricité consommée par notre voisin avant le *phase-out*, ce ne sont pas moins de 150 TWh qu'il conviendra donc de remplacer ou de ne plus consommer d'ici 2022 tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et en respectant ses engagements en matière environnementale.

L'abandon du nucléaire ne représente qu'une partie d'un vaste ensemble de mesures ayant pour but d'opérer la transition énergétique allemande ou *Energiewende* d'ici 2050. À cette date, les énergies fossiles, charbon, gaz et pétrole, devront avoir pratiquement disparu du mix énergétique au profit des énergies renouvelables. Particulièrement ambitieux, ce plan d'action prévoit également une baisse importante de la consommation d'énergie et une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80 % à 95 % d'ici à 2050.

Quels sont les défis économiques, technologiques et sociétaux à relever pour l'Allemagne afin de réussir sa transition énergétique ? Comment l'*Energiewende* s'inscrit-elle dans la politique énergétique européenne à l'heure où une coopération au niveau européen dans le domaine devient de plus en plus indispensable ?

Cette note, après avoir fait l'état des lieux du mix énergétique allemand et décrit les objectifs de l'*Energiewende* (I), propose une analyse de son impact sur le secteur de l'électricité (II), passe en revue les principales difficultés à surmonter et donc les chances de succès d'une transition énergétique essentiellement basée sur les EnR (III), sans oublier la question des coûts (IV) et ses conséquences pour ses voisins européens (V).

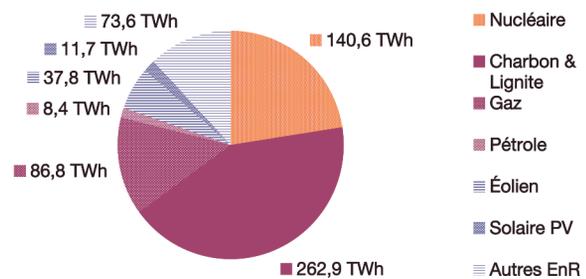
LE PARI AMBITIEUX DE L'ENERGIEWENDE : SE PASSER DU NUCLÉAIRE, MAIS AUSSI À TERME DES ÉNERGIES FOSSILES ET CARBONÉES

Le mix énergétique allemand actuel repose majoritairement sur les énergies fossiles

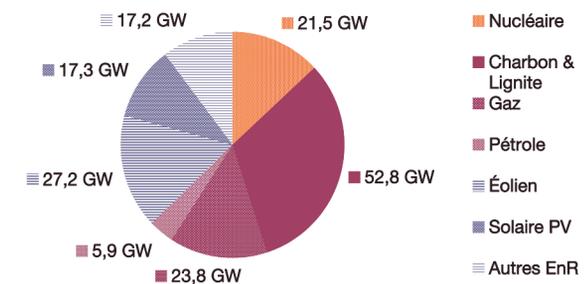
Plus dense et plus peuplée, l'Allemagne diffère de la France par la structure de son économie (importante valeur ajoutée de l'industrie), et par la composition de son mix énergétique. La part du charbon y est encore très significative et celle de gaz un peu plus élevée qu'en France, dans les usages thermiques comme électriques, induisant des émissions de gaz à effet de serre importantes (un Allemand émet davantage de CO₂ qu'un Français : plus de 9 tonnes contre environ 5,8 tonnes). La consommation d'énergie finale s'élevait en 2010 à 216 Mtep⁽¹⁾ répartie équitablement entre l'industrie, le transport et le résidentiel.

Graphique 1
Productions et capacités⁽²⁾ électriques installées en Allemagne, 2010

Graphique 1a - Production électrique par filières



Graphique 1b - Capacités installées par filières



Source : BMWi



[1] Million de tonnes équivalent pétrole. 1 tep équivaut à 11,7 MWh.

[2] Les kW, MW, GW mesurent la puissance, soit la capacité de production, d'une installation. Les kWh, MWh, GWh et TWh sont des unités mesurant l'énergie produite. Ainsi, une centrale de 1 MW fonctionnant 1 heure produit 1 MWh.

L'année 2011 n'est pas vraiment représentative du système électrique allemand, car elle a connu parallèlement une baisse partielle de la production nucléaire et une croissance de celle des renouvelables. De plus, à la date d'aujourd'hui, le BMWi⁽³⁾, en charge des statistiques officielles du secteur énergétique, n'a fourni des données 2011 que pour les EnR. En 2010, dernière année avant le *phase-out*, l'Allemagne a produit 622 TWh d'électricité, soit près de 15 % de plus que la France. Le charbon, qui avant 1973 était à l'origine de près des trois quarts de la production d'électricité, a vu sa proportion se réduire progressivement mais reste majoritaire à hauteur de 42 %. Le nucléaire, seconde source d'énergie, a compté en 2010 pour près de 23 % de la production, pour seulement 14 % de la capacité, cette énergie fonctionnant en base⁽⁴⁾. Le gaz complète pour 13,5 % une production fossile qui représentait 60 % du mix électrique en 2010.

L'Energiewende : des objectifs très ambitieux à court et moyen termes

Dès septembre 2010, le gouvernement allemand a rendu public un vaste plan d'action dénommé *Energiekonzept*, définissant les orientations nationales⁽⁵⁾ en matière énergétique d'ici à 2050 ainsi que plus de 140 mesures :

- ▶ **Le développement des énergies renouvelables** : les EnR devront représenter 18 % de l'énergie finale consommée en 2020 et 60 % en 2050. Ces parts doivent respectivement être de 35 % et 80 % pour la production d'électricité.
- ▶ **La baisse de la demande en énergie** : pour l'ensemble des secteurs et par rapport à 2008, elle doit atteindre 20 % en 2020 (énergie primaire) et 80 % en 2050, 10 % et 25 % pour la consommation d'électricité et 20 % et 80 % pour la demande de chaleur dans le bâtiment.
- ▶ **L'accroissement de l'efficacité énergétique** : l'intensité énergétique⁽⁶⁾ doit diminuer de 2,1 % par an.

- ▶ **La réduction des émissions de GES** de 40 % d'ici à 2020, 55 % à 2030, et 80-95 % à 2050 (par rapport au niveau de 1990). En 2011, la baisse était de 24 % (voir plus loin).

À la suite de la catastrophe de Fukushima, ces objectifs ont été complétés par une sortie accélérée du nucléaire (initialement prévue pour 2036). Une loi est promulguée, stipulant que les huit réacteurs alors à l'arrêt ne redémarreront pas et que les neuf autres seront stoppés d'ici 2022. Plusieurs autres textes remodelant le cadre légal du secteur de l'énergie allemand reçoivent un vote favorable au sein des instances parlementaires, comme par exemple l'amendement de la loi EEG (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*) du 28 juillet 2011. L'ensemble des mesures qui en découlent œuvre à la réalisation des quatre objectifs ambitieux fixés précédemment et marque un véritable "tournant énergétique" ou *Energiewende*.

Un abandon de l'énergie nucléaire déjà à demi consommé

L'Allemagne a toujours été l'un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, malgré une expérience industrielle préalable dans cette filière⁽⁷⁾. L'importance du secteur charbonnier, l'influence de certains philosophes⁽⁸⁾ de l'immédiat après-guerre et la menace nucléaire soviétique⁽⁹⁾ sont autant de raisons qui ont favorisé la naissance d'un puissant mouvement écologiste outre-Rhin, réfractaire au nucléaire civil. Cette opposition a culminé en 2001, sous le gouvernement Schröder (SPD-Vert), avec l'adoption d'une première loi de sortie du nucléaire (fixant à 2021 l'arrêt de la dernière centrale allemande). Une enquête de juin 2011⁽¹⁰⁾ montre que cette opposition perdure, 55 % des Allemands se déclarant opposés à l'utilisation de l'énergie nucléaire contre seulement 17 % affirmant y être favorables.

[3] Le BMWi, *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*, ministère fédéral de l'Économie et de la Technologie.

[4] Une centrale de base produit presque en continu, soit environ 7 000 heures par an. La semi-base est utilisée hors creux de consommation (la nuit en général) et correspond à des durées d'utilisation annuelles moyennes de quelques milliers d'heures. La pointe correspond aux quelques centaines d'heures les plus chargées de l'année.

[5] Pour plus de renseignements, voir : http://www.bmu.de/english/energy_efficiency/doc/46721.php.

[6] Consommation énergétique nécessaire pour générer un euro de PIB.

[7] Commission européenne (2010), "Les Européens et la sûreté nucléaire", rapport Eurobaromètre spécial, 324, mars.

[8] Comme Hans JONAS dans *Le Principe responsabilité. Une éthique pour la civilisation technologique* (1979) et avant lui Martin Heidegger dans son ouvrage *La Question de la technique* (1953).

[9] On pense par exemple à l'affaire de l'implantation des SS20 sur le sol allemand et au slogan "Besser rot als tot" des pacifistes allemands ["plutôt rouges que morts"].

[10] Enquête Ifop/Le Monde réalisée du 21 au 27 juin 2011.

Alors que dans certains pays voisins, l'accident de Fukushima n'a fait que réactiver le débat sur cette technologie, il semble avoir joué plutôt un rôle de catalyseur⁽¹¹⁾ dans le revirement de la chancelière Angela Merkel, qui, six mois seulement après avoir fait adopter une extension de la durée de vie des 17 réacteurs nucléaires allemands, décide d'en accélérer la fermeture. Selon le BMWi, huit tranches ont été arrêtées en 2011⁽¹²⁾, représentant environ 70 TWh de production annuelle, soit 12 % de la production totale d'électricité. Les neuf tranches restantes, produisant environ 80 TWh par an, le seront entre 2012 et 2022. Cette décision, confirmée comme étant irréversible par le ministre Peter Altmaier le 16 août 2012, est interprétée comme telle par l'industrie allemande⁽¹³⁾ et par la communauté internationale⁽¹⁴⁾.

✓ En quoi les situations japonaise et allemande diffèrent ?

La tentation est grande de vouloir comparer les politiques énergétiques et surtout nucléaires du Japon et de l'Allemagne. Si ces deux pays ont en commun le fait d'être technologiquement très avancés et de disposer d'une industrie extrêmement compétitive qui les a incités à se doter de cette énergie dans des proportions équivalentes (23 % pour l'Allemagne, 27 % pour le Japon), ils partagent également une méfiance pour l'atome qui prend ses racines dans leurs histoires respectives.

Pourtant, leurs situations diffèrent. Le Japon est une île, sans ressources énergétiques propres, tandis que l'Allemagne, de par sa position géographique centrale, est fortement interconnectée avec ses voisins européens aussi bien électriquement que par le biais de gazoducs.

Le Japon doit importer son pétrole, son charbon (27 % de la production d'électricité) et son gaz (28 %) via des terminaux de GNL à des prix extrêmement élevés.

Ils y atteignent aujourd'hui environ 18 dollars/MBtu, contre environ 10 à 12 dollars en Europe occidentale, alors que le prix spot aux États-Unis est de 2,5 dollars.

L'arrêt de la production nucléaire en Allemagne est une décision politique prise au niveau gouvernemental. De plus, seuls 8 réacteurs ont été finalement mis à l'arrêt (sur un total de 17), dont la production ne représente que 10 % de la consommation totale et a pu assez facilement être compensée par de la production thermique (le parc électrique allemand étant, avant la *phase-out*, largement

surcapacitaire), par une baisse des exportations et par des économies d'énergie facilitées par la crise actuelle et les conditions climatiques très clémentes de l'année 2011.

Au Japon, après la catastrophe de Fukushima, les centrales ont été arrêtées une par une à l'occasion des visites d'entretien programmées et, pour pouvoir redémarrer, attendent le feu vert des autorités locales qui voient à l'occasion d'ouvrir des négociations sur des sujets qui ne sont pas forcément en rapport avec la sûreté nucléaire.

Ce sont ainsi près de 50 réacteurs qui sont aujourd'hui à l'arrêt⁽¹⁵⁾, qui produisaient en moyenne 300 TWh par an.

Les centrales au gaz, jusque-là utilisées en semi-base, ont pu s'y substituer pour 115 TWh – émettant au passage 50 Mt de CO₂ –, mais ce sont 15 % à 20 % de la consommation qu'il restait à pourvoir. Pour éviter les pannes de courant, le gouvernement a lancé un plan drastique et autoritaire de réduction de la consommation des ménages et des entreprises, qui ont vu du coup leur production industrielle diminuer de 13 %, engendrant le premier déficit commercial que le Japon ait connu depuis 1979. En attendant, le pays réfléchit à une nouvelle politique énergétique qui devait être finalisée au cours de l'été 2012, et se dirigerait vers une proportion de 15 % d'électricité d'origine nucléaire en 2030, selon une déclaration de mai 2012 du ministre de l'Environnement, Goshi Hosono.

Un premier retour d'expérience sur l'année 2011 montre une baisse de la production nucléaire de 32 TWh due à l'arrêt anticipé de huit tranches en cours d'année. La consommation ayant subi dans le même temps une érosion de 3 TWh en raison de la crise, et les exportations d'électricité une baisse de 11 TWh (celles-ci passant de 17 à 6 TWh entre 2010 et 2011, source ENTSOE), la production des 18 TWh restants a été assurée par une augmentation de la production des EnR (à raison de 7,5 TWh pour le solaire photovoltaïque et 9 TWh d'éolien) dont les capacités ont augmenté en 2011. La part des énergies fossiles est restée quant à elle quasi stationnaire.

⤵ L'incertitude demeure sur la composition transitoire du mix énergétique

Si, en 2011, la production nucléaire manquante a pu être compensée, en 2022 ce seront 110 TWh supplémentaires qui manqueront à l'appel. Les EnR ne semblent pas dans l'immédiat en mesure de produire une telle énergie, pour des



[11] Les débats autour du mix énergétique existaient sur la scène politique et publique allemande bien avant Fukushima. Les crises gazières de 2008 entre la Russie et ses voisins (Biélorussie, Ukraine) avaient conduit le gouvernement CDU, au pouvoir depuis 2005, à amender la loi sur l'atome en 2010 en prolongeant la durée de vie des centrales allemandes, sans remettre en cause formellement la sortie du nucléaire à plus long terme.

[12] Pour être précis, cette décision n'implique que sept centrales, l'arrêt de la huitième ayant déjà été programmé.

[13] Voir aussi l'annonce faite par SIEMENS faisant part de son retrait complet de l'industrie nucléaire (*Les Échos*, 19 septembre 2011).

[14] Les centrales sont toutefois maintenues en ordre de marche ces deux prochaines années comme secours, si les capacités thermiques venaient à être insuffisantes pour éviter les *black-out* en hiver.

[15] Kansai a redémarré le réacteur 3 de la centrale d'Ohi le 4 juillet 2012.

raisons qui seront analysées ci-dessous. L'Allemagne ne pourra vraisemblablement compter que sur des importations de courant limitées, certains de ses voisins comme la Suisse ou la Belgique prévoyant d'être eux-mêmes en déficit énergétique. Miser sur une baisse de la consommation d'énergie de 10 % avant 2020 est risqué : cet objectif vient d'être jugé excessif par le nouveau ministre de l'Environnement, Peter Altmaier⁽¹⁶⁾, qui a parlé "d'efforts gigantesques" pour y parvenir. Ceux-ci peuvent être mesurés à l'aune de ceux qui sont demandés actuellement aux Japonais : la baisse forcée des consommations de 15 % à très court terme les oblige à un changement de mode de vie radical. On notera également qu'en Allemagne, une partie des efforts a déjà été réalisée par la remise à niveau de tous les anciens équipements de l'ex-RDA⁽¹⁷⁾, réputés être très énergivores.

Si les objectifs de l'*Energiewende* sont clairs, de nombreuses questions restent ainsi en suspens quant à la façon concrète de procéder⁽¹⁸⁾ : coûts et financements de tels investissements, questions techniques liées à l'insertion sur le réseau de quantités massives d'EnR, dépendance énergétique du pays, cohésion de la politique énergétique européenne, acceptabilité d'un tel plan par la population, etc.

UN RECOURS INCONTOURNABLE AUX COMBUSTIBLES FOSSILES POUR ASSURER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le bouclage de l'équilibre offre/demande n'apparaît pas assuré à moyen terme et, face à ce risque, le gouvernement allemand juge inévitable d'avoir recours à la production thermique⁽¹⁹⁾ (centrales au lignite, au charbon et au gaz) afin de compenser, du moins dans un premier temps, la fermeture prématurée des centrales nucléaires.

Le charbon et le lignite jouent historiquement un rôle de premier plan dans la production d'électricité

Le charbon et le lignite⁽²⁰⁾ jouent un rôle très particulier en Allemagne, car ce sont les ressources nationales qui ont donné à ce pays la matière première de son impressionnant développement industriel depuis cent cinquante ans. Chaque année, ce sont 70 Mtonnes de charbon qui sont extraites du sous-sol allemand et 120 Mtonnes qui sont consommées. Les réserves sont estimées à plus de 40 Gtonnes. L'exploitation charbonnière, longtemps subventionnée, bénéficie encore aujourd'hui d'aides de l'État prévues jusqu'en 2018. Le recours prévisible à plus de charbon importé pourrait freiner cette filière, jugée comme très polluante par les populations, mais le fait que les centrales soient souvent gérées de manière décentralisée et fonctionnent en cogénération⁽²¹⁾ joue en leur faveur. Signe de la révolution énergétique mondiale en cours, l'Allemagne vient d'importer du charbon des États-Unis, qui abandonnent actuellement cette énergie au profit du gaz (notamment non conventionnel⁽²²⁾).

Le cas du lignite est un peu différent. Ses ressources apparaissent inépuisables et l'Allemagne en extrait environ 180 Mtonnes par an. Les mines à ciel ouvert sont exploitées grâce à d'imposantes excavatrices qui déblaient et remblaient d'importantes quantités de minerai sur de très vastes surfaces. Ce type d'exploitation oblige à condamner, parfois définitivement⁽²³⁾, cultures et prairies et à déplacer des populations comme le fait par exemple la société Vattenfall en Lusace, dans le Land de Brandebourg. Dans sa quasi-totalité, ce combustible à bas prix (moins de 25 €/tonne) est brûlé sur place dans des centrales produisant de l'électricité en base, fournissant le substitut le plus économique aux centrales nucléaires.

[16] Peter Altmaier, interview donnée au *Bild am Sonntag*, 15 juillet 2012.

[17] La mise aux normes occidentales de la totalité des installations industrielles, particulièrement polluantes, de l'ex-RDA a également permis à l'Allemagne de diminuer ses émissions de 24 % depuis 1990 et de tenir ses engagements pris à Kyoto (- 21 %). Il est dommage que des études très détaillées comme celle qu'ont publiée en septembre 2011 l'IDDRI et Global Chance [*L'énergie en Allemagne et en France, une comparaison instructive*] n'intègrent pas cet événement majeur dans leur analyse. Les logements ont également été mis aux normes occidentales, ainsi que les équipements des particuliers. Les Allemands ont d'ailleurs été plus précoces que les Français dans l'achat d'équipements plus efficaces énergétiquement, phénomène également non pris en compte dans cette étude.

[18] Voir, par exemple, l'entretien accordé à l'AFP par Maria Van der Hoeven, directrice exécutive de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), septembre 2011.

[19] Voir l'entretien accordé à *Die Zeit* par le ministre fédéral allemand de l'Environnement, 26 juillet 2012.

[20] Le lignite est une roche intermédiaire entre la tourbe et le charbon.

[21] La cogénération permet de produire conjointement de l'électricité et de la chaleur, ce qui augmente le rendement global de l'installation.

[22] Voir É. Beeker (2011), "Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe", *La note d'analyse*, n° 215, Centre d'analyse stratégique, mars.

[23] En Rhénanie, sur 25 000 ha exploités, deux tiers ont été remis en culture.

Le rôle croissant du gaz oblige l'Allemagne à sécuriser ses approvisionnements

Le gaz bénéficie d'une image relativement bonne auprès du public, car sa combustion est propre et émet moins de CO₂ que le charbon ou le pétrole⁽²⁴⁾. Les centrales à gaz de type cycle combiné (CCG) ont un très bon rendement et sont d'un investissement peu élevé, ce qui en fait le complément idéal aux EnR intermittentes (*back-up*). Siemens a reçu en février 2012 le très renommé prix de l'innovation du *Wirtschaftsclub Rhein-Main* pour son CCG de type SGT5-8000H. Celui-ci détient le record mondial du meilleur rendement pour une centrale de ce type (60,75 %) tout en acceptant des variations rapides de puissance. Les dix années de développement et les près d'un demi-milliard d'euros d'investissement qu'a demandés cette machine montrent tout l'intérêt de notre voisin pour cette technologie, qui en fait un axe privilégié de développement.

Le point faible du gaz étant sa sécurité d'approvisionnement, l'Allemagne a mené à bien depuis de nombreuses années une politique d'ouverture et de dialogue en direction de la Russie : "*Annäherung durch Verflechtung*⁽²⁵⁾", basée sur une politique de confiance et d'interdépendance⁽²⁶⁾. Dès 1997, un projet de construction d'une canalisation de gaz reliant directement l'Allemagne à la Russie sous la mer Baltique est signé⁽²⁷⁾. En 2005, les travaux commencent et l'ancien chancelier Gerhard Schröder est engagé par la société russe Gazprom – dont E.ON détient 6 % des parts *via* sa filiale RuhrGas – pour présider le conseil de surveillance du consortium germano-russe chargé de la construction et de l'exploitation de ce gazoduc appelé *North Stream*. La première conduite est achevée en mai 2011, deux mois après l'accident de Fukushima, et donc concomitamment à la décision d'abandonner le nucléaire, et la seconde doit l'être fin 2012. Lors de l'inauguration, Vladimir Poutine a déclaré : "Le volume de gaz fourni [sera] comparable à l'énergie produite par onze centrales nucléaires."

South Stream, autre projet de raccordement entre la Russie et l'Europe centrale *via* la mer Noire, qui contourne également l'Ukraine et dont la mise en service est prévue en 2016⁽²⁸⁾, intéresse l'Allemand Wintershall (filiale de BASF qui réalise des opérations d'exploration et de forage en Russie), ce qui n'empêche pas RWE d'être membre du

consortium Nabucco⁽²⁹⁾, projet européen qui espère relier directement, *via* la Turquie, le Sud de l'Europe aux gisements d'Asie centrale, voire du Moyen-Orient.

En revanche, notre voisin n'a aujourd'hui aucun projet de terminal GNL (Gaz naturel liquéfié), celui de Wilhelmshaven ayant été bloqué par l'opposition locale, ce qui limite la flexibilité de son approvisionnement. Mais l'Allemagne pourrait disposer d'importantes réserves de gaz non conventionnels et la septième des dix priorités du programme du ministre Altmaier, présenté le 17 août 2012, est d'organiser de manière responsable un débat sur l'utilisation des technologies de fracturation hydraulique. Tous ces projets concourent à faire de l'Allemagne un "pôle" gazier au centre de l'Europe⁽³⁰⁾, et ce combustible devrait y jouer un rôle important dans les décennies à venir.

Figure 1
Le gazoduc North Stream relie directement, sous la mer Baltique, la Russie à l'Allemagne



Source : <http://europeorient.wordpress.com>

La composition et la production du parc thermique fossile dépendra de nombreux paramètres

- Le manque d'acceptabilité des centrales au charbon pousse au démantèlement anticipé des unités les plus anciennes

Selon un sondage établi par Forsa en avril 2011, seuls 15 % des Allemands considèrent la construction de futures centrales au charbon comme souhaitable dans le nouveau projet énergétique allemand, et 36 % seraient favorables à



[24] Une centrale à gaz émet environ 400 g de CO₂ par kWh électrique produit, tandis qu'une centrale à charbon en émet entre 800 et 1 000 g selon son rendement. Le nucléaire et les EnR n'émettent pour leur part pas de CO₂.

[25] "Rapprochement par interdépendance", selon l'expression du ministre des Affaires étrangères M. Steinmeier.

[26] *La sécurité gazière de l'Europe : de la dépendance à l'interdépendance*, rapport du Centre d'analyse stratégique sous la direction de Christian Stoffaës, La Documentation française, mai 2010.

[27] Le fait que le gazoduc contourne la Pologne et les pays baltes a par ailleurs déclenché l'ire de ces pays.

[28] Pour une capacité de 63 Mds m³ de gaz.

[29] Sa capacité de transport devrait être de 23 Mds m³ de gaz.

[30] Des pays comme la République tchèque préfèrent traiter avec l'Allemagne pour leur approvisionnement en gaz plutôt que directement avec les pays producteurs voisins tels que la Russie.

un recours aux centrales au gaz. De nombreuses tractations ont eu lieu afin que, en échange de la réalisation d'unités plus modernes (technologie supercritique), des centrales au charbon et au lignite plus anciennes soient déclassées. Bien qu'elles respectent les directives européennes en matière d'émissions polluantes (oxydes de soufre et d'azote), ce sont entre 14 GW et 30 GW de capacité électrique qui pourraient être déclassés, ce dernier chiffre provenant du DENA et étant cité dans une étude de l'IFRI⁽³¹⁾. Le retrait d'exploitation d'une tranche thermique relevant des exploitants, des prévisions précises sur celles qui seront encore connectées au réseau dans les dix à vingt années qui viennent font actuellement défaut.

■ Environ 30 000 MW de centrales thermiques fossiles sont en construction ou en projet

La confédération BDEW⁽³²⁾ a rendu publique en avril 2012 une étude relative au renouvellement du parc de production électrique post-nucléaire dans le pays. Sur 84 centrales de puissance unitaire supérieure à 20 MWe qui devraient être mises en construction, 69 ont au moins passé l'étape de l'instruction administrative. Il s'agit, outre les 23 parcs éoliens en mer, de 29 cycles combinés gaz, pour une puissance de 12 GW, et 17 centrales à charbon et lignite, pour une puissance de 18 GW. Si l'on prend l'hypothèse de 5 000 heures de fonctionnement annuel en semi-base (vraisemblablement imposé par les EnR intermittentes), ces dernières produiront 90 TWh, ce qui laisse la place d'ici 2020 au déclassement d'unités plus anciennes. Les prévisions de production des centrales à gaz sont plus délicates à réaliser, car une bonne partie d'entre elles viendra en complément des EnR. Elles seront vraisemblablement plus réduites, entre 1 500 et 3 000 heures par an, soit 18 à 35 TWh. Le gouvernement allemand, pour sa part⁽³³⁾, prévoit en 2020 une production identique à celle de 2010, voisine de 90 TWh.

LE DÉVELOPPEMENT DES ENR, FER DE LANCE DE L'ENERGIEWENDE, FAIT FACE À DE NOMBREUX DÉFIS

L'originalité du *Energiekonzept* est sans conteste le plan très volontariste de développement des EnR, datant du 28 juillet 2011. En effet, l'Allemagne vise une proportion d'éolien, de solaire, de biomasse et d'hydraulique de 80 % dans son mix électrique en 2050 contre 20 % en 2011, avec une étape à 35 % en 2020. L'état des technologies actuelles, leurs coûts, la réduction des sites disponibles et l'acceptabilité du public sont autant de défis à relever qui rendent problématique une croissance aussi importante.

Les EnR ont connu une décennie de très forte croissance qui semble s'essouffler, sauf pour le solaire photovoltaïque

La politique en matière d'EnR, fixée par la première loi EEG, a permis, depuis son entrée en vigueur en avril 2000, de doubler leur production pour atteindre 20 % de la production électrique totale en 2011, mais 38,2 % de la puissance installée en raison de leur facteur de charge réduit. La croissance de l'éolien s'est ralentie ces dernières années, à l'inverse du solaire photovoltaïque qui a connu un fort développement en 2011 (+7,5 GW).

Bien qu'elle ne bénéficie pas de régimes de vents particulièrement favorables (1 600 heures en 2011, contre plus de 2 000 heures en moyenne en France), l'Allemagne a été parmi les premiers pays à développer l'éolien terrestre, pour des raisons de coût⁽³⁴⁾, et à atteindre rapidement une capacité installée importante. Celle-ci n'a progressé que très modérément ces dernières années et, en 2011, seuls 2 GW ont été mis en service, presque essentiellement en remplacement de vieilles turbines par de nouvelles de

Tableau 1

Parc installé et production des EnR en Allemagne (2011)

	Eolien terrestre	Eolien en mer	Solaire PV	Biomasse	Hydraulique	% ENR
Capacité installée	29 GW	0,2 GW	25 GW	5 GW	4 GW	38,2%
Production	46 TWh	0,7 GW	19 TWh	32 TWh	20 TWh	20,0%
Facteur de charge	1585 h/an	3043 h/an	766 h/an	6019 h/an	4432 h/an	

Source BMWi

[31] Deutsche Energie Agentur (équivalent allemand de l'ADEME française), IFRI, Michel Cruciani (2012), *Évolution de la situation énergétique allemande*, mars.

[32] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. qui regroupe les industriels et acteurs de l'énergie et de l'eau. Pour les données détaillées, voir sur www.bdew.de.

[33] Dans son Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables.

[34] Le tarif d'achat de l'éolien terrestre est de 90 €/MWh. Les prix de l'électricité sur les marchés de gros en Allemagne sont restés compris ces dernières années entre 50 et 60 €/MWh, mais pour une énergie de base garantie.

puissance plus importante (technique dite du “*repowering*”). La même année, les États-Unis sont passés de 40 à 47 GW et la Chine de 45 à 63 GW. En effet, les meilleurs sites sont déjà équipés et le système électrique a de plus en plus de mal à absorber cette énergie intermittente.

Porté par la politique de tarifs d'achat très élevés (environ 450 €/MWh jusqu'en 2009), le solaire photovoltaïque allemand a connu une très forte expansion, qui s'est encore accélérée ces dernières années. La puissance installée est passée d'environ 5 GW à 25 GW en moins de cinq ans, ce qui correspond à près de 17 % de la capacité électrique totale du pays mais ne compte que pour 3,1 % de sa consommation⁽³⁵⁾. La productivité des panneaux solaires souffre par ailleurs en Allemagne de conditions d'ensoleillement peu favorables (moins de 1 000 heures de fonctionnement en moyenne). Le surcoût de cette énergie (voir *infra*) a poussé le gouvernement à vouloir baisser de façon non programmée et très nette son tarif d'achat en mars 2012⁽³⁶⁾. Mais c'est surtout la captation du marché par les fabricants chinois qui a porté un coût d'arrêt à la filière nationale, entraînant depuis 2011 de nombreuses faillites d'anciens poids lourds du secteur comme Solarhybrid, Solon, Solar Millennium, Sovello ou encore le pionnier Q-cells.

Ses capacités de production hydraulique étant pratiquement saturées, le pays mise par ailleurs beaucoup sur le biogaz pour la production d'électricité en cogénération et envisage d'en produire 10 à 15 TWh supplémentaires d'ici 2020. Cependant, cette technique pourrait pâtir de la diminution annoncée des subventions et soulève la question des conflits d'usage des terres⁽³⁷⁾, également allouées à la production de biocarburants et aux cultures vivrières, le pays ayant dû importer des céréales en 2011 pour la première fois depuis vingt-cinq ans⁽³⁸⁾.

La mer, nouvel horizon de développement des EnR ?

L'éolien terrestre, grâce au *repowering*, pourra vraisemblablement atteindre la puissance prévue de 35,8 GW en 2020, mais difficilement la dépasser, ce qui pourrait porter sa production globale à 55 TWh⁽³⁹⁾. La production du solaire photovoltaïque devrait continuer de croître, mais de manière plus encadrée (une limite de croissance de 2,5 à 3 GW par an est considérée comme soutenable par le gouvernement fédéral). Cette croissance pourrait être stoppée quand la baisse du tarif d'achat sera effective, comme certains experts le pensent, surtout compte tenu du fait que les prix des panneaux ont atteint un point bas en raison des surcapacités actuelles de production.

Une relance à l'aide de nouvelles technologies et grâce à la R&D est donc incontournable. À moyen terme, Berlin compte sur un déploiement massif de l'éolien en mer. Pour 2020, l'objectif est d'en installer 10 GW, soit 2 000 turbines géantes de 5 MW, qui devraient produire 30 TWh. Ce volume reste insuffisant, ce qu'a reconnu en mars 2012 l'ancien ministre Norbert Röttgen, au moins 25 GW étant nécessaires pour atteindre l'objectif de 35 % de production renouvelable à cette date. Entre temps, cette technologie doit encore prouver qu'elle peut tenir ses promesses, car seuls 220 MW étaient installés en 2011 et 600 MW en construction en 2012 (source BDEW) : le retour d'expérience est ainsi réduit. Pour l'instant, les coûts restent élevés⁽⁴⁰⁾ et les progrès technologiques pour en augmenter les performances ne sont pas identifiés.

L'intégration des EnR au réseau se heurte à des difficultés et les technologies de stockage de l'énergie sont encore au stade de la R&D

Bien que la loi donne la priorité d'injection aux EnR, les éoliennes subissent de nombreux arrêts forcés⁽⁴¹⁾, l'énergie qu'elles produisent ne pouvant être ni consommée, ni



[35] Le 25 mai 2012, la puissance totale du photovoltaïque a atteint 22 GW, correspondant à la moitié de sa consommation électrique, mais de manière très ponctuelle.

[36] Cette décision n'a pas été approuvée en l'état par le Bundesrat, soucieux de préserver l'emploi dans les Länder.

[37] Information confirmée par l'Energie Wirtschaft Institut de Cologne, qui a participé à l'élaboration des scénarios de l'*Energiewende* (intervention du Dr Dietmar Lindenberger au séminaire du CGEMP, Paris, 22 juin 2012).

[38] “Deutschland muss erstmals wieder Getreide importieren”, *Westdeutsche Allgemeine Zeitung*, 9 janvier 2012.

[39] Sur la base du facteur de charge de l'éolien à terre moyen en Allemagne des vingt dernières années, soit 1 600 heures. Celui-ci pourrait atteindre 1 800 heures dans le futur grâce au *repowering*. Pour mémoire, les durées de fonctionnement sont de 7 000 heures environ pour une centrale nucléaire ou thermique fonctionnant en base.

[40] Le tarif d'achat est de 150 €/MWh en Allemagne. En France, la CRE a récemment révélé des coûts de 220 €/MWh.

[41] *Le Monde* du 30 octobre 2011. En 2009, les opérateurs ont fait part de 285 arrêts forcés d'éoliennes, sur une durée de soixante-cinq jours, en 2010 le décompte a bondi à 1 085 arrêts sur 107 jours.

stockée, ni transportée vers un autre lieu de consommation en raison de congestions sur le réseau électrique national. Les opérateurs de réseau ont dû reverser aux producteurs pour “*redispatch*”⁽⁴²⁾ 18 M € en 2011 et 32 M € au premier trimestre 2012, preuve de l’ampleur que prend le phénomène.

■ **La priorité actuelle est de renforcer le réseau**

Les opérateurs prévoient ainsi de construire 4 500 km de lignes à très haute tension avant 2020, en particulier pour acheminer l’énergie des parcs éoliens de la mer du Nord vers le sud du pays qui sera en déficit énergétique après l’arrêt des tranches nucléaires. Ce programme a été évalué fin mai 2012 par la BNetzA⁽⁴³⁾ à 20 Mds €, auxquels il convient d’ajouter 25 Mds € pour les réseaux de distribution (MT et BT). Le gestionnaire de réseaux Tennet a fait part de difficultés pour réunir les 5 Mds € nécessaires aux premiers investissements qu’il doit effectuer en propre.

D’un point de vue technique, certains défis technologiques sont encore à relever. Le raccordement des parcs de mer du Nord se heurte à des difficultés techniques liées au transport à courant continu haute tension (HVDC, technologie multipoint de Siemens). Ces conditions incertaines retardent l’exécution des travaux et pénalisent les exploitants (qui exigent des dédommagements pour leur manque à gagner).

Pour finir, un certain vide juridique semble régner actuellement outre-Rhin concernant les réseaux en mer, freinant leur développement. Cette raison a été invoquée par RWE pour motiver sa décision du 25 juillet 2012 d’arrêter le projet du plus gros champ éolien offshore du monde, Innogy Nordsee.

■ **La production renouvelable est assimilée à tort à de la production “locale”, ce qui crée des phénomènes de rejet des lignes par les populations**
Grâce à l’implantation d’EnR sur leur sol, les Länder et leurs habitants pensaient pouvoir recouvrer une autonomie énergétique à laquelle ils sont attachés, l’énergie nucléaire étant réputée centralisée. La réalité est inverse, les énergies réparties, éolien et solaire en tête, imposant

aujourd’hui une densification du réseau électrique et une gestion fédérale. Les habitants du Land de Thuringe en sont un bon exemple, car ils comprennent mal que des lignes soient construites chez eux alors qu’ils ne profiteront pas du courant qui doit y être acheminé du Nord producteur vers la Bavière consommatrice. Certains veulent être sûrs que le courant qui passera ne provient pas de centrales à charbon.

Face à ces problèmes d’acceptabilité, le gouvernement a simplifié et raccourci la durée des procédures pour la construction de lignes, constamment bloquées au niveau local. La coopération nationale et régionale, incarnée par les Länder, apparaît donc comme une condition importante du succès d’un plan cohérent à l’échelle du pays en matière énergétique.

■ **À plus long terme : miser sur la recherche dans le stockage d’énergie**

Les solutions techniques comme les *smart grids*⁽⁴⁴⁾ et le stockage sont encouragées par le gouvernement, mais sont loin d’être matures économiquement et se développent prioritairement sur les marchés de niche. Les recherches sont concentrées dans le stockage par air comprimé dans des cavités souterraines, par batteries électrochimiques, ainsi que dans la production d’hydrogène et de méthane de synthèse. Ces techniques sont déjà très anciennes⁽⁴⁵⁾, les rendements restent faibles, les coûts demeurent prohibitifs et des solutions viables économiquement réclament des ruptures technologiques.

Elles seront donc suivies de près par tous les acteurs internationaux, en tant que composants clés des systèmes électriques de demain. En attendant, les installations de stockage d’énergie par pompage-turbinage (STEP)⁽⁴⁶⁾ étant seules à offrir un niveau de rentabilité acceptable aujourd’hui, l’Allemagne a planifié d’en construire pour près de 5 000 MW (source BDEW). La Norvège est très courtisée pour ses capacités hydrauliques importantes incitant au déploiement de nouveaux câbles d’interconnexion sous la mer du Nord.



[42] Source E.ON – le *redispatch* consiste à modifier les appels aux tranches quand des congestions apparaissent.

[43] Bundesnetzagentur, Agence fédérale des réseaux allemands.

[44] Appelés aussi “réseaux intelligents”, ils permettent de gérer plus finement l’injection d’énergie diffuse (comme le photovoltaïque) sur le réseau (optimisation de la tension) et doivent permettre à terme aux utilisateurs de contrôler au mieux leur consommation, grâce en particulier aux compteurs intelligents mais dont le développement en Allemagne est encore limité.

[45] Les deux procédés sont connus depuis plus de deux siècles, la première électrolyse de l’eau a été réalisée le 2 mai 1800 par W. Nicholson et Sir Carlisle, quelques jours seulement après l’invention de la première pile électrique par A.Volta.

[46] Les STEP permettent de stocker l’énergie en pompant ou turbinant l’eau contenue dans deux bassins différents.

LES COÛTS DE L'ENERGIEWENDE SONT INCERTAINS, MAIS GLOBALEMENT TRÈS ÉLEVÉS, ET REPOSERONT IN FINE SUR LE CONSOMMATEUR ALLEMAND

Le coût de l'abandon du nucléaire est estimé à plusieurs centaines de milliards d'euros d'ici 2020

Le surcoût annuel des énergies renouvelables dans la production électrique (le "EEG-Umschlag") a été de 13,8 Mds € en 2011, dont près de la moitié pour le solaire photovoltaïque. Les subventions cumulées pour ce dernier (qui représente pour mémoire 3,5 % de la production totale d'électricité) aurait déjà atteint⁽⁴⁷⁾ 110 Mds € tandis qu'elles étaient de 20 Mds pour l'éolien.

En septembre 2011, la banque d'État KfW, qui doit aider au financement de l'éolien en mer, publie une étude plus détaillée situant le montant des investissements à réaliser d'ici 2020 entre 350 et 415 Mds €, portant notamment sur les nouvelles capacités de production, la construction des lignes, les éventuelles importations d'électricité depuis l'étranger et les investissements d'efficacité énergétique.

En mai 2012, une estimation des opérateurs de réseau a situé la facture de la sortie complète du nucléaire avant 2022 entre 200 et 400 Mds €⁽⁴⁸⁾. La transition énergétique totale, qui doit permettre d'aboutir à une proportion de 80 % d'EnR dans le mix électrique en 2050, a quant à elle fait l'objet de peu d'évaluations économiques. Une étude⁽⁴⁹⁾ du professeur Alfred Voß, de l'université de Stuttgart, évoque des chiffres dépassant les 2 000 Mds €, une somme digne des efforts financiers réalisés dans le cadre de la réunification allemande.

Les électriciens potentiellement fragilisés par l'arrêt de leurs centrales nucléaires sont peu incités à investir dans de nouveaux actifs

Ces montants très élevés ne sont pas forcément incompatibles avec les capacités financières de l'Allemagne. Mais les électriciens allemands, E.ON, RWE, EnBW et Vattenfall, jusqu'alors considérés comme des entreprises florissantes, ont vu leurs résultats se dégrader en 2011. Les plus touchés sont E.ON, qui avait annoncé en 2010 un bénéfice net de 5,8 Mds € pour 2011 et a finalement annoncé une perte nette de 2,2 Mds €, ainsi qu'EnBW qui est passé d'un bénéfice de 1,2 Mds € en 2010 à une perte de 800 M € en 2011. Ces entreprises devront en outre faire face à des dépenses de démantèlement des centrales nucléaires de manière anticipée.

En revanche, elles n'auront plus à supporter les taxes sur le nucléaire⁽⁵⁰⁾ (pour 2,6 Mds € par an avant le *phase-out*) et bénéficieront certainement de dédommagements de l'État fédéral (elles entendent exiger au total 15 Mds € devant la Cour constitutionnelle de Karlsruhe). Les difficultés qui peuvent apparaître sont plus fondamentales : la confiance des investisseurs s'est réduite dans le secteur des EnR, compte-tenu de la versatilité des politiques publiques, en particulier en matière de tarif d'achat garanti, et la rentabilité des CCG et des centrales au charbon est compromise par de trop faibles durées d'appel. Conséquence de ce contexte, RWE et E.ON ont chacune annoncé en août 2012 avoir des projets de suppression de dix mille postes.

L'augmentation des prix de l'électricité met en péril la compétitivité des industriels allemands que le gouvernement cherche à protéger

Le remplacement d'un moyen de production amorti et de coût marginal faible (le nucléaire) par d'autres brûlant du gaz, du charbon ou par des EnR à construire ne peut que

Tableau 2

Investissements nécessaires à l'Energiewende

Secteur d'investissement	Montant (d'ici 2020)	Source
Développement des ENR électriques	144,6 Mds €	scénario du BMU 2010
Chaleur renouvelable	62 Mds €	scénario du BMU 2010
Amélioration de l'efficacité énergétique	130 - 170 Mds €	Institut GWS
Développement des réseaux	9,7 à 29 Mds €	Dena
Centrales thermiques (10 GW à construire)	5,5 à 10 Mds €	Banque KfW
Total	351,8 à 415,6 Mds €	

Source : KfW-Research (août 2011)

[47] Étude du RWI, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

[48] "Les Allemands évaluent le coût de l'abandon de l'atome", *Le Journal de l'environnement*, 31 mai 2012.

[49] Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß, de l'Institut für Energiewirtschaft de l'université de Stuttgart, présentation à la chaire Énergie-Climat, Paris, le 11 octobre 2011.

[50] Taxe créée en 2010 en contrepartie de la décision d'Angela Merkel de prolonger la vie des 17 réacteurs nucléaires.

faire monter les coûts complets de production. Une augmentation des prix de l'électricité apparaît donc inévitable. Les clients électrointensifs ainsi que les grands clients industriels bénéficient déjà d'un certain nombre d'allègements (dérogation à la taxe écologique, coûts d'accès au réseau réduits, TVA non applicable) et donc de prix assez bas (52 €/MWh pour les premiers et 80 €/MWh pour les seconds en 2011). Selon une étude du Karlsruher Institut für Technologie (KIT), ceux-ci devraient augmenter de 70 % avant 2025 et affecter la compétitivité des gros consommateurs industriels, avec les risques afférents de baisse de l'excédent commercial. Le gouvernement prévoit donc de leur accorder des compensations, en particulier pour diminuer l'impact du prix des quotas de CO₂ sur celui de l'électricité. La compatibilité de ces dérogations avec les règles européennes de la concurrence reste à apprécier. En attendant, la fédération de l'industrie textile, qui ne bénéficie pas pour l'heure d'exemption à l'EEG, vient d'annoncer qu'elle envisageait de saisir la Cour constitutionnelle allemande afin de protester contre la charge financière imposée aux PME et aux particuliers pour soutenir la transition énergétique.

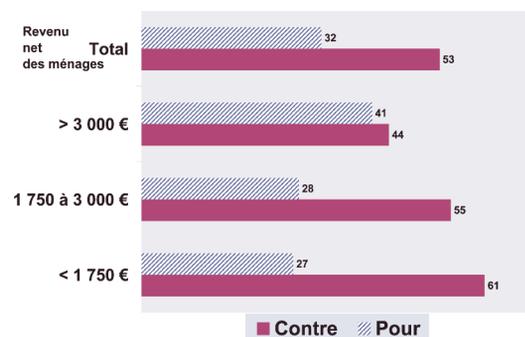
Les surcoûts seront supportés *in fine* par une population acquise à la cause de la transition énergétique, mais plus à n'importe quel prix

Ce sont les clients domestiques qui devront supporter la grande majorité des surcoûts du soutien aux énergies renouvelables – qui représentent déjà 36 €/MWh en 2011 – *via* une hausse du prix de l'électricité. Fin 2010, celui-ci était déjà parmi les plus élevés d'Europe (244 €/MWh en moyenne⁽⁵¹⁾), soit près de deux fois le prix moyen français (129 €). L'étude du KIT évoque pour 2025 des augmentations encore plus importantes que pour les industriels (au moins +70 %), ce qui aboutirait alors à un prix voisin de 400 €/MWh !

En 2011, les Allemands se disaient majoritairement prêts à payer leur électricité plus cher pour soutenir la transition énergétique⁽⁵²⁾, mais on observe récemment un changement d'attitude chez le consommateur. En effet, selon un sondage TNS Emnid pour le magazine *FOCUS*⁽⁵³⁾, seulement

48 % des Allemands accepteraient une hausse jusqu'à 20 euros⁽⁵⁴⁾ de leur facture d'électricité, et seulement 9 % de plus de 20 euros. À l'inverse, 41 % des Allemands ne sont pas d'accord pour une augmentation des prix. Selon un autre sondage réalisé par le *Frankfurter Allgemeine Zeitung*⁽⁵⁵⁾, 73 % des sondés expriment encore aujourd'hui leur accord avec la décision gouvernementale de sortir du nucléaire d'ici à 2022 tandis que 16 % s'y opposent. En revanche, 54 % des interrogés ne se disent pas prêts à payer plus pour la mise en place d'énergies renouvelables. Parmi ceux percevant moins de 1 750 euros par mois, la proportion de sondés opposés à toute augmentation s'élève à 61 %.

Graphique 2
L'opinion publique allemande face à la hausse des prix de l'énergie



Source : Institut für Demoskopie Allensbach / FAZ.

Les ménages allemands s'interrogent sur le montant exact total que représentera la transition énergétique, redoutant que la facture soit trop importante à absorber pour le consommateur, notamment du fait du soutien nécessaire aux EnR par le biais de l'EEG⁽⁵⁶⁾, qui représente déjà 15 % de leur facture mensuelle⁽⁵⁷⁾. Les prévisions réalisées par les gestionnaires de réseau annoncent que le montant de cette taxe pourrait augmenter de 40%, passant de 36 €/MWh à 50 €/MWh en 2012. Ainsi, selon l'Institut pour les systèmes énergétiques du futur (IZES), un ménage type de quatre personnes supporterait la transition énergétique à hauteur de 210 € par an contre 150 € actuellement⁽⁵⁸⁾. Ceci soulève immanquablement la question



[51] Source Eurostat, communiqué du 29 juin 2011.

[52] Sondage réalisé par Forsa pour Germanwatch sur un panel de 1 005 citoyens allemands les 6 et 7 avril 2011.

[53] Alexander Wendt, "Zu teuer: Immer mehr Deutsche lehnen *Energiewende* ab", *Focus*, 17 juin 2012.

[54] Sur la base de la consommation moyenne d'un ménage allemand de deux ou trois personnes, soit 3 500 kWh par an et 70 € par mois. Une augmentation de 20 € correspondrait à une hausse de 30 % de la facture d'électricité.

[55] Prof. Renate Köcher, "Schwierige Wende", *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 20 juin 2012.

[56] Taxe équivalente à la CSPE [Contribution au service public de l'électricité] en France.

[57] Alexander Wendt, "Die grosse Illusion", *Focus*, n° 25, 18 juin 2012.

[58] Thibault Madelin, "L'Allemagne s'interroge sur le financement de sa transition énergétique", *Les Echos*, 21 août 2012.

du développement de la précarité énergétique chez certaines catégories de population⁽⁵⁹⁾. Conscient que les considérations de prix de l'électricité ont été jusqu'alors par trop éludées et replaçant la question des coûts et de l'acceptabilité de la population au cœur des décisions, le nouveau ministre de l'Environnement, Peter Altmaier, a déclaré en juillet 2012 que sa priorité en matière énergétique était maintenant que le prix de l'électricité reste abordable pour le consommateur⁽⁶⁰⁾. Il doit d'ailleurs présenter le 15 octobre prochain les mesures pour le financement des énergies renouvelables et son effet sur la facture des ménages⁽⁶¹⁾.

🔍 L'ENERGIEWENDE RÉSULTE D'UNE DÉCISION SOUVERAINE NON SANS RISQUE POUR L'ÉQUILIBRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE

Les flux énergétiques s'intensifient, mettant le système européen sous tension

La décision allemande de sortir prématurément du nucléaire a été une décision souveraine, mais qui a jeté le trouble⁽⁶²⁾ sur la scène européenne, car elle n'est pas sans conséquence sur les pays voisins. En particulier elle modifie l'équilibre offre/demande de l'Europe tout entière, comme l'a signalé pour la France le RTE. Schématiquement, pendant les périodes ventées et/ou ensoleillées, de l'énergie "fatale"⁽⁶³⁾ surabondante passe les frontières, tandis que les centrales des pays limitrophes prennent le relais quand les conditions climatiques sont défavorables, les centrales de semi-base allemandes n'étant pas suffisantes pour assurer le suivi de charge.

Les flux peuvent s'inverser plusieurs fois par jour et augmentent les échanges sur les lignes de grand transport européen en engendrant des congestions, y compris sur les réseaux nationaux des pays voisins⁽⁶⁴⁾ dont la France. Déjà, le 4 novembre 2006, un simple incident sur une ligne du Nord de l'Allemagne alors que les éoliennes fonctionnaient à plein régime a entraîné un *black-out* général sur l'Europe, heureusement rapidement contrôlé. La BNetzA a reconnu elle-même, dès avril 2011, que la

règle de sécurité dite du "n-1"⁽⁶⁵⁾ ne pouvait plus être assurée après l'arrêt des huit tranches nucléaires. La voix des gestionnaires de réseaux européens (belges et néerlandais en particulier) commence à s'élever pour que les Allemands payent pour la stabilité du réseau qu'ils leur fournissent.

Côté production, les centrales thermiques du continent font face à des variations de puissance importantes. Leur rendement est dégradé par le suivi de charge et les arrêts/démarrages intempestifs accélèrent le vieillissement du matériel, comme ont pu le constater les Espagnols.

Les centrales de semi-base et de pointe perdent en rentabilité, ce qui pénalise les électriciens européens

Plus généralement, la compétitivité des centrales de semi-base et de pointe est mise à mal par des durées de fonctionnement qui se réduisent. En effet, les EnR génèrent une production fatale et donc consommée en priorité, engendrant un véritable "mitage"⁽⁶⁶⁾ de la production des moyens classiques du fait de leur intermittence. Rémunérées *via* des tarifs d'achat, elles sortent du jeu des marchés de l'électricité mais font baisser les prix moyens du MWh, ce qui pose la question de la compatibilité de ce mode de subvention avec le "market design".

📉 Prix négatifs du MWh : une anomalie due à la priorité d'injection des EnR sur le réseau

L'intermittence des EnR peut curieusement générer des prix négatifs sur les marchés de l'électricité. On a ainsi compté en Allemagne 17 jours en 2010, 15 jours en 2011 et 6 jours au premier trimestre 2012. Le phénomène s'est récemment étendu à la France : 5 jours en 2011 et 2 jours pour début 2012. Il est dû au fait que la production d'EnR est prioritaire sur le réseau⁽⁶⁷⁾ et qu'il est plus rentable pour un producteur de payer un consommateur pour qu'il consomme que de supporter les coûts d'arrêt/démarrage de ses centrales thermiques et de leur usure prématurée. D'un point de vue économique, une EnR dont le coût de production marginal est nul ne devrait pas être proposée sur le marché si les prix sont négatifs (et donc inférieurs aux coûts de production). La bourse de l'électricité EPEX relève également des épisodes où les prix à la pointe sont inférieurs aux prix de base, une autre anomalie due aux mêmes causes.



[59] En Rhénanie-du-Nord-Westphalie, ce sont 120 000 foyers qui se sont vu couper le courant en 2011, faute de pouvoir payer leur facture d'électricité.

[60] Peter Altmaier, interview, "Ich kämpfe für bezahlbare Strompreis", *Passauer Neue Presse*, 11 juillet 2012.

[61] Aline Brachet, "Allemagne : le ministre de l'Environnement présente les dix priorités de la politique énergétique", AEDD, dépêche n° 14544, 23 août 2012.

[62] Hubert Védrine, "La décision de l'Allemagne sur le nucléaire perturbe la France", *Les Échos*, 6 décembre 2011.

[63] Désigne une énergie qui serait perdue si on ne l'utilise pas (éolien, solaire, hydraulique au fil de l'eau, etc.).

[64] Les pays les plus concernés sont les Pays-Bas, la Pologne, l'Autriche, la Suisse, la République tchèque.

[65] Cette règle standardisée définit le niveau maximal de risque toléré de coupure dans le réseau.

[66] Ce terme emprunté à l'urbanisme indique les ruptures dans la continuité de production des centrales classiques.

[67] En termes économiques, le coût marginal de l'éolien ou du solaire étant nul, en cas de prix négatif sur les marchés, la production de ces moyens devrait être écartée.

Ces faits sont particulièrement marqués en Allemagne, mais les marchés européens étant couplés, la baisse des prix se répercute dans l'ensemble des pays limitrophes : les électriciens voient ainsi une partie de leur production sous-rémunérée. Pour les actifs de base déjà largement amortis (nucléaire, hydraulique, voire lignite ou charbon en Allemagne), la rente qu'ils pouvaient percevoir est ainsi diminuée. Pour les centrales de semi-base et de pointe (au gaz en particulier, mais parfois aussi au charbon), la conjonction de la baisse des prix du marché du MWh, de plus faibles durées d'appel de ces moyens de production, de la priorité accordée aux énergies renouvelables et du prix élevé du gaz fait que les exploitants ne voient plus leurs actifs rémunérés suffisamment et que certains se retrouvent même en difficulté financière⁽⁶⁸⁾. C'est sans doute la cause des problèmes que connaît la centrale Poweo de Pont-sur-Sambre. E.ON a également déclaré que trois de ses centrales au gaz, d'une puissance totale de 1 461 MW, étaient non rentables et qu'il comptait les arrêter⁽⁶⁹⁾.

L'équilibre offre/demande lors du passage des pointes et des situations de tension du système est fragilisé

Contrairement aux centrales nucléaires qui doivent être retirées du réseau, les EnR – majoritairement l'éolien – ne fournissent pas d'énergie garantie et ne peuvent pas être comptabilisées dans les prévisions de passage des pointes (et des situations tendues en général, comme celles où l'intensité du vent n'est pas conforme aux prévisions). La présence de moyens dits "*de back-up*", généralement des turbines et cycles combinés à gaz, est donc nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande d'électricité en toutes circonstances. Les conditions du marché de l'électricité, comme cela a été vu ci-dessus, n'assurant plus la rentabilité de certains actifs existants, ne permettent pas *a fortiori* d'assurer celle de nouvelles installations de pointe et de semi-base (problème du "*missing money*").

Un grave problème de sous-investissement dans ces moyens de production se pose à l'Allemagne, mais aussi aux autres pays, dont la France, qui doivent de plus compter avec le déclassement prévu des centrales thermiques les plus vieilles (au charbon ou au fuel), capables égale-

ment d'assurer une partie du *back-up*. La BNetzA, de peur d'un *black-out* pendant le prochain hiver 2012-2013, en a ainsi demandé le maintien en conditions opérationnelles. Cette décision relève toutefois des producteurs, ce qui les amène à rentrer en négociation avec la BNetzA. En 2011, celle-ci avait déjà payé des *Stadtwerke* du Sud de l'Allemagne et d'Autriche pour assurer une réserve de capacité. Certains exploitants, comme E.ON dans le cas de ses centrales à gaz bavaroises, cherchent légitimement à se faire rétribuer la disponibilité forcée de leurs installations. Des mécanismes plus institutionnels sont donc à mettre en place, comme celui de l'obligation qui leur serait faite de détenir des capacités de production garantie. C'est la solution que la France a choisie, ces obligations pouvant de plus s'échanger sur un marché de capacités, évitant à chaque producteur de détenir des actifs en propre. Une obligation de détention de moyens garantis de production serait à mettre au passif des énergies renouvelables et alourdirait leur coût, ce qui explique sans doute que le ministre fédéral de l'Environnement, Peter Altmaier, ait de nouveau rejeté leur mise en place le 16 août 2012.

Les pays européens doivent coordonner leurs transitions énergétiques

L'Europe a pourtant dans ce domaine tout intérêt à renforcer sa coopération, le continent étant bien dimensionné pour assurer la liquidité nécessaire à ce type de marché. Le 6 juin 2012, Philipp Rössler a appelé⁽⁷⁰⁾ à une coordination de la politique énergétique entre l'Allemagne et ses voisins. Cet appel doit être entendu et le dialogue gagnerait à s'engager prioritairement sur :

- ▶ les conséquences du développement des EnR sur la rentabilité économique des moyens de production électrique de semi-base et de pointe ;
- ▶ l'achèvement du marché intérieur de l'énergie qui nécessite de prévoir des incitations aux investissements de production et d'assurer une intégration sans heurt des EnR ;
- ▶ la dimension européenne d'un éventuel marché d'obligations de capacité de pointe.



[68] Le cabinet E-Cube évalue pour la France à 900 M € en 2030 les pertes pour les exploitants de CCG, qui devront être logiquement imputées aux producteurs d'EnR intermittentes [étude reprise dans *Enerpresse* du 13 juillet 2012].

[69] *Financial Times Deutschland*, 14 mai 2012.

[70] Berlin appelle à coordonner sa sortie du nucléaire avec ses voisins, *Le Monde* du 5 juin 2012.

CONCLUSION

L'Allemagne, "élève modèle et première de la classe" des économies européennes, qui a accumulé un savoir-faire technologique et des réserves financières considérables, s'oriente avec son *Energiewende* vers un avenir énergétique d'un type nouveau. Celui-ci, en cas de succès, la placera à la fois en situation d'indépendance énergétique, de neutralité climatique et en position de force pour vendre les technologies qu'elle aura mises au point. Sa politique de transition énergétique mérite l'attention et ses recherches dans des domaines comme les énergies renouvelables, le stockage de l'énergie, la captation du carbone, les réseaux intelligents et l'efficacité énergétique peuvent constituer une source d'inspiration pour nos propres politiques.

À court terme, et même s'ils continuent à exporter de l'électricité sur l'ensemble de l'année, la fermeture accélérée des centrales nucléaires et l'augmentation de la production intermittente éolienne et photovoltaïque obligent les Allemands à s'appuyer fortement sur les systèmes électriques de leurs voisins européens pour assurer leur équilibre production-consommation : une décision aussi rapide n'est donc pas "exportable". Les électriciens du continent (allemands y compris) se retrouvent à supporter une part du risque associé à cette décision unilatérale, qui mériterait d'être rémunéré car leurs marges d'exploitation diminuent. Une coordination accrue entre tous les acteurs (États, producteurs, consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseau, etc.) est souhaitable afin que chacun bénéficie ou supporte les conséquences de ses choix de manière équitable.

À moyen terme, soit 2020, les technologies actuelles ne permettant pas de stocker de manière économiquement acceptable des quantités très importantes d'électricité, les énergies renouvelables voient leur potentiel limité. Soucieuse de sa sécurité énergétique, l'Allemagne a planifié la construction de centrales thermiques pour brûler son énergie

nationale, le charbon et le lignite, et a négocié directement avec la Russie son approvisionnement en gaz, ce qui ne va pas non plus dans le sens d'une européanisation de sa politique énergétique. La question des émissions de CO₂, qui dépasse le cadre de cette note, n'a été que peu évoquée, mais il sera intéressant d'observer comment l'Allemagne résoudra son équation climatique après l'arrêt de ses tranches nucléaires et atteindra les objectifs qu'elle s'est fixés.

À plus long terme, c'est-à-dire après 2030, le succès de l'*Energiewende* repose sur la mise au point de technologies encore balbutiantes qui réclament des ruptures technologiques afin de devenir économiquement viables.

Pour finir, ce grand plan ne serait pas possible sans l'assentiment de la population. Si l'EEG bénéficie encore d'un large consensus au niveau sociétal, l'opinion publique allemande se montre de moins en moins enthousiaste à l'idée d'une augmentation sensible du prix de l'électricité, tout en restant largement opposée à l'énergie nucléaire. Les défis à relever sont donc nombreux et la coalition gouvernementale a affiché d'importantes dissensions sur les moyens d'y faire face, ce qui a obligé, en mai 2012, la chancelière Angela Merkel à prendre en main directement la conduite de la transition énergétique.

Les changements qui pourront avoir lieu dans la politique énergétique allemande dans les mois qui viennent seront donc à analyser de près car ils auront des conséquences pour l'ensemble de l'Union européenne, rendant plus que jamais nécessaire une concertation entre tous ses États membres.

► **Mots clés** : transition énergétique, Allemagne, *Energiewende*, nucléaire, énergies renouvelables, changement climatique, politique énergétique européenne.



Étienne BEEKER,
avec la contribution de Clélia GODOT^[71]



[71] Cette note a bénéficié de la relecture attentive de Gilles BELLEC, Michel BENARD, Joël HAMELIN, Jan Horst KEPLER, Claude MANDIL, Jacques PERCEBOIS, Dimitri PESCIA, Jean SYROTA et des travaux préparatoires de Johanne BUBA.

DERNIÈRES
PUBLICATIONS
À CONSULTER

sur www.strategie.gouv.fr, rubrique publications

Notes d'analyse :

N° 280 ■ Vers des prix du pétrole durablement élevés et de plus en plus volatils (septembre 2012)

N° 279 ■ De Durban à Doha : l'Europe doit confirmer son retour dans les négociations climatiques (septembre 2012)

N° 278 ■ La participation des habitants : trois pistes pour rénover la politique de la ville (septembre 2012)

N° 277 ■ Aider les parents à être parents. Le soutien à la parentalité, une perspective internationale (septembre 2012)

N° 276 ■ Des technologies compétitives au service du développement durable (septembre 2012)

N° 275 ■ L'évolution récente des systèmes de recherche (avril 2012)

N° 274 ■ Pour un renouveau de la logistique urbaine (avril 2012)

N° 273 ■ L'accès au très haut débit (mars 2012)

Retrouvez les dernières actualités du Centre d'analyse stratégique sur :

-  Internet : www.strategie.gouv.fr
-  Facebook : [centredanalysestrategique](https://www.facebook.com/centredanalysestrategique)
-  Twitter : [Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



La Note d'analyse n° 281 - septembre 2012 est une publication du Centre d'analyse stratégique

Directeur de la publication : Vincent Chriqui, directeur général

Directeur de la rédaction : Hervé Monange, directeur général adjoint

Secrétaires de rédaction : Delphine Gorges Valérie Senné

Impression : Centre d'analyse stratégique

Dépôt légal : septembre 2012
N° ISSN : 1760-5733

Contact presse : Jean-Michel Roullé, responsable de la communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr



Le Centre d'analyse stratégique est une institution d'expertise et d'aide à la décision placée auprès du Premier ministre. Il a pour mission d'éclairer le gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale et technologique. Il préfigure, à la demande du Premier ministre, les principales réformes gouvernementales. Il mène par ailleurs, de sa propre initiative, des études et analyses dans le cadre d'un programme de travail annuel. Il s'appuie sur un comité d'orientation qui comprend onze membres, dont deux députés et deux sénateurs et un membre du Conseil économique, social et environnemental. Il travaille en réseau avec les principaux conseils d'expertise et de concertation placés auprès du Premier ministre : le Conseil d'analyse économique, le Conseil d'analyse de la société, le Conseil d'orientation pour l'emploi, le Conseil d'orientation des retraites, le Haut Conseil à l'intégration.

www.strategie.gouv.fr