

Conséquences économiques de l'arrêt des réacteurs en Allemagne

■ Dr Ing. Hartmut Lauer, Kerntechnische Gesellschaft e.V. (Allemagne)

La décision du gouvernement allemand de mars 2011 de sortir du nucléaire fait peser des coûts importants sur les exploitants, les consommateurs et l'économie allemande. Nous exposons ici les conséquences sur la sécurité d'approvisionnement, l'impact environnemental et la perturbation du marché de l'électricité ainsi que les difficultés actuelles des exploitants nucléaires. Deux études présentées utilisent des hypothèses de calcul différentes pour évaluer les coûts directs liés à la sortie accélérée du nucléaire.

Quelques jours après l'accident de Fukushima, l'arrêt temporaire de 7 des 17 réacteurs a été décidé par le gouvernement fédéral allemand. Ce dernier revenait donc en très peu de temps sur son propre projet, vieux de quelques mois, dans lequel le nucléaire jouait un rôle important en tant que "technologie de transition" (Brückentechnologie) jusqu'au milieu des années 2030.

Par l'amendement du 6 août 2011 à la Loi atomique, ces 7 réacteurs temporairement arrêtés plus celui de Krümmel ont été fermés définitivement. Les 9 autres fermeront progressivement d'ici fin 2022.

Cette décision purement politique a un coût important. Toutefois, les coûts de la sortie du nucléaire proprement dite sont délicats à démêler de ceux du tournant énergétique vers les 80 % d'énergies renouvelables en 2050. C'est, entre autres, dû au fait que la majeure partie des coûts du tournant énergétique a été engagée indépendamment de la sortie du

nucléaire. On ne peut donc pas imputer ces coûts de la transition vers les EnR au seul choix de l'accélération de la sortie du nucléaire. Les coûts totaux du tournant énergétique seront considérablement plus élevés que les simples coûts de la sortie du nucléaire.

1. Rapide historique de la sortie du nucléaire en Allemagne

Avant l'accident de Fukushima, l'Allemagne comptait 17 centrales nucléaires en fonctionnement (11 réacteurs à eau pressurisée, 6 réacteurs à eau bouillante), implantées sur 12 sites représentant une capacité installée de 21,5 GW brute (Fig. 1).

Ces réacteurs fournissaient environ un quart de la production d'électricité nationale. Les coûts de production des centrales - dont le capital est amorti - sont avantageux. Le nucléaire a permis à l'Allemagne d'économiser plus de 120 millions de tonnes de CO₂eq par an.

Dans les trois dernières décennies les centrales allemandes ont toujours occupé une bonne position parmi le Top 10 de la production d'électricité annuelle [1], démontrant leur excellente qualité et leur grande disponibilité malgré un cadre politique et médiatique souvent hostile au nucléaire.

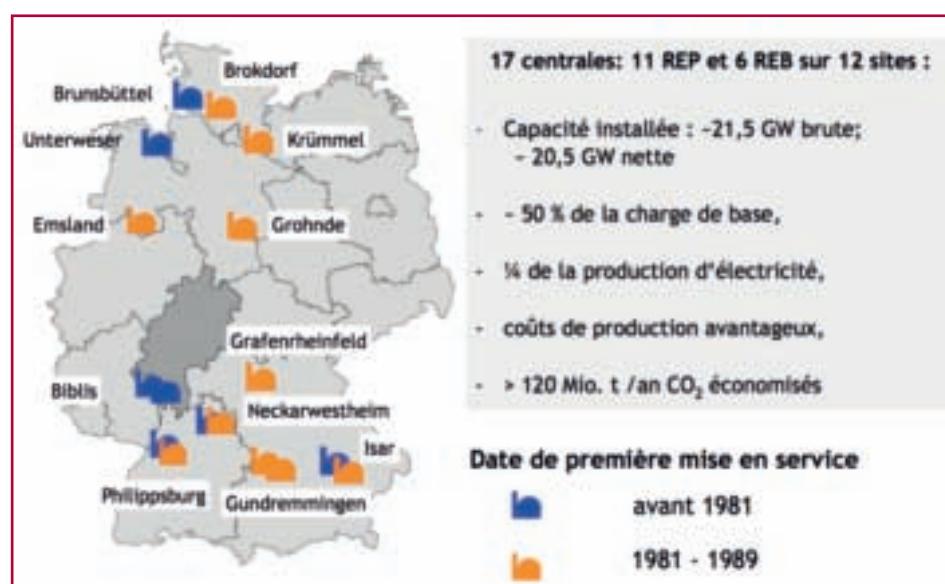


Fig. 1 - Centrales nucléaires allemandes en fonctionnement en 2010

Les principales étapes du calendrier de sortie du nucléaire, matérialisé par les amendements à la Loi atomique (Atomgesetz) de 2002, 2010 et 2011 ont été parfois contradictoires (Fig. 2).

La “**Loi atomique 2002**” (AtG 2002) prévoyait l’abandon progressif du nucléaire. A chaque réacteur était attribué, en térawatt heure, un quota restant à produire avant son arrêt définitif. Au total les réacteurs avaient l’autorisation de produire 2 623 TWh supplémentaires à compter du 1^{er} Janvier 2000, correspondant à une durée théorique d’exploitation de 32 ans pour chaque centrale. La loi accordait une certaine souplesse dans l’utilisation des quotas alloués : le report de quota d’une centrale vers une autre plus récente était possible. Il n’y avait pas non plus de dates butoirs de fermeture. Donc le temps d’arrêt d’un réacteur ne comptait pas, mais la consommation du quota entraînait l’arrêt définitif de la centrale. De plus, la loi de 2002 interdisait la construction de nouvelles centrales nucléaires ainsi que le transport du combustible irradié vers les centres de retraitement à partir de juillet 2005, obligeant les exploitants à stocker le combustible irradié sur place.

Selon la “**Loi atomique de 2010**” (AtG 2010), le nucléaire devait bénéficier d’une prolongation de fonctionnement au titre de technologie de transition “Brückentechnologie” dans le cadre du concept énergétique 2050 pour aller vers 80% d’énergies renouvelables [2]. La prolongation se faisait par l’attribution d’environ 1 804 TWh supplémentaires sans limitation de durée, quota attribué individuellement à chaque centrale, correspondant à un allongement de durée d’exploitation de 12 ans en moyenne.

Toutefois, cet allongement de la durée de production des centrales nucléaires se révéla impopulaire. En mars 2011, Fukushima fournit l’occasion de faire marche arrière [3].

La “**Loi atomique 2011**” (AtG 2011) entérine la fermeture immédiate et définitive de 8 réacteurs. Pour les 9 restants, c’est le retour aux quotas d’électricité de 2002 (avec les quotas de production restants au 31.12.2013 à hauteur de 693 TWh) avec introduction d’une date finale d’exploitation fixée à fin 2022.

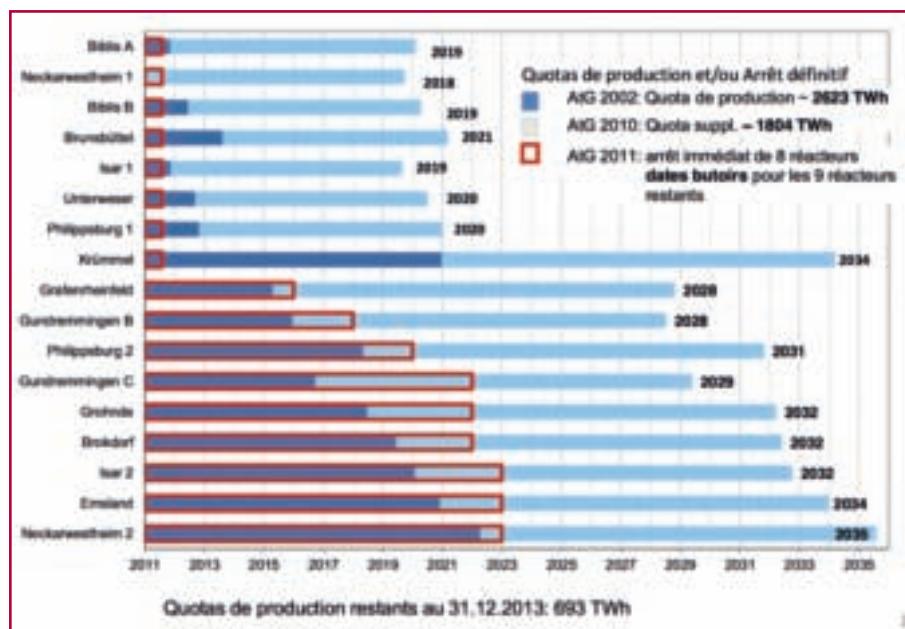


Fig. 2 - Calendriers de sortie du nucléaire - des décisions contradictoires

Cette décision était purement politique : il n’y avait ni raison technique, ni raison de sûreté pour arrêter les réacteurs avant la fin de leur durée de fonctionnement utile.

2. Les conséquences sur la sécurité d’approvisionnement, l’impact environnemental et la perturbation du marché de l’électricité

2.1 La sécurité d’approvisionnement

Après l’entrée en vigueur de la “Loi atomique 2011”, l’Allemagne perd d’un coup une capacité nette d’environ 8 400 MW dont 5 000 MW en Allemagne du sud, soit une perte de production d’environ 7 % par rapport à 2010 (Fig. 3).

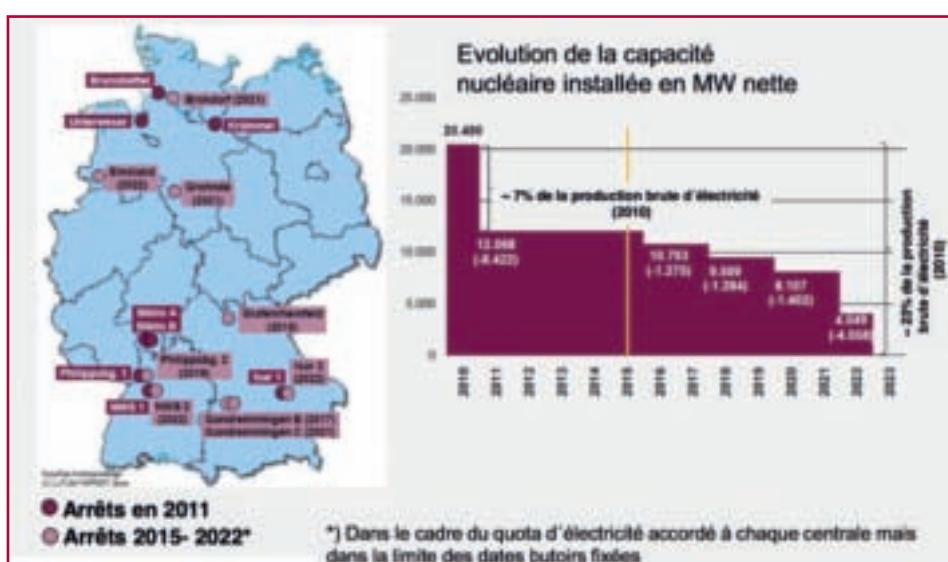


Fig. 3 - Evolution de la capacité nucléaire installée suite à la sortie accélérée [4]

A partir de 2015, la capacité nucléaire sera progressivement diminuée jusqu'à l'arrêt des derniers réacteurs en 2022. Cette réduction sera un challenge pour la sécurité du réseau, notamment du Sud de l'Allemagne où est localisée une partie importante de l'industrie et donc de la consommation électrique.

Selon le Rapport de l'Agence Fédérale des Réseaux (mai 2012) sur l'approvisionnement électrique [5], la situation était très tendue pour l'hiver 2011/2012. Mais la marge de réserve a toujours été globalement suffisante pour couvrir la demande (Fig. 4), la capacité disponible assurée fut toujours supérieure à la pointe de consommation (10 % de



Fig. 4 - Pics de consommation et marges de réserve 2010 - 2012 [6]

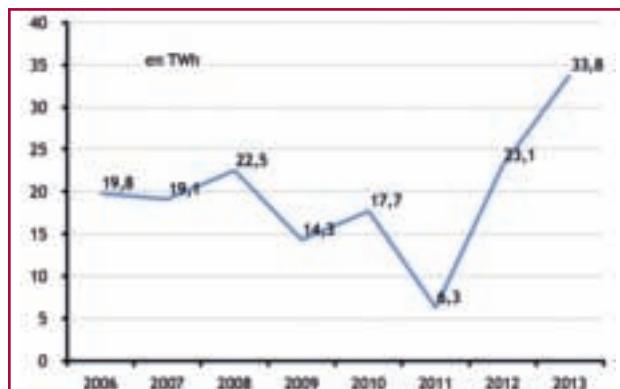


Fig. 5 - Solde exportateur de l'Allemagne 2006 - 2013 [7]

marge de réserve en 2011). Une des raisons à cela étant l'achèvement et la mise au réseau des nouvelles centrales thermiques, prévues de longue date suite à la loi de 2002, comblant ainsi l'arrêt imprévu des 8 centrales nucléaires.

Toutefois l'arrêt des 8 centrales nucléaires entraînait une grosse perte des réserves de puissance réglante et des moyens de compensation de la puissance réactive, important pour le maintien de tension dans le réseau très haute tension (THT).

Ces dernières années, l'Allemagne a toujours plus exporté qu'importé (Fig. 5). En 2011, après l'arrêt des 8 réacteurs nucléaires, l'Allemagne devient temporairement importateur net d'électricité mais le solde exportateur 2011 reste encore positif. Dès 2012, on observe un retour à la hausse du solde exportateur (record en 2013 avec 33,8 TWh).

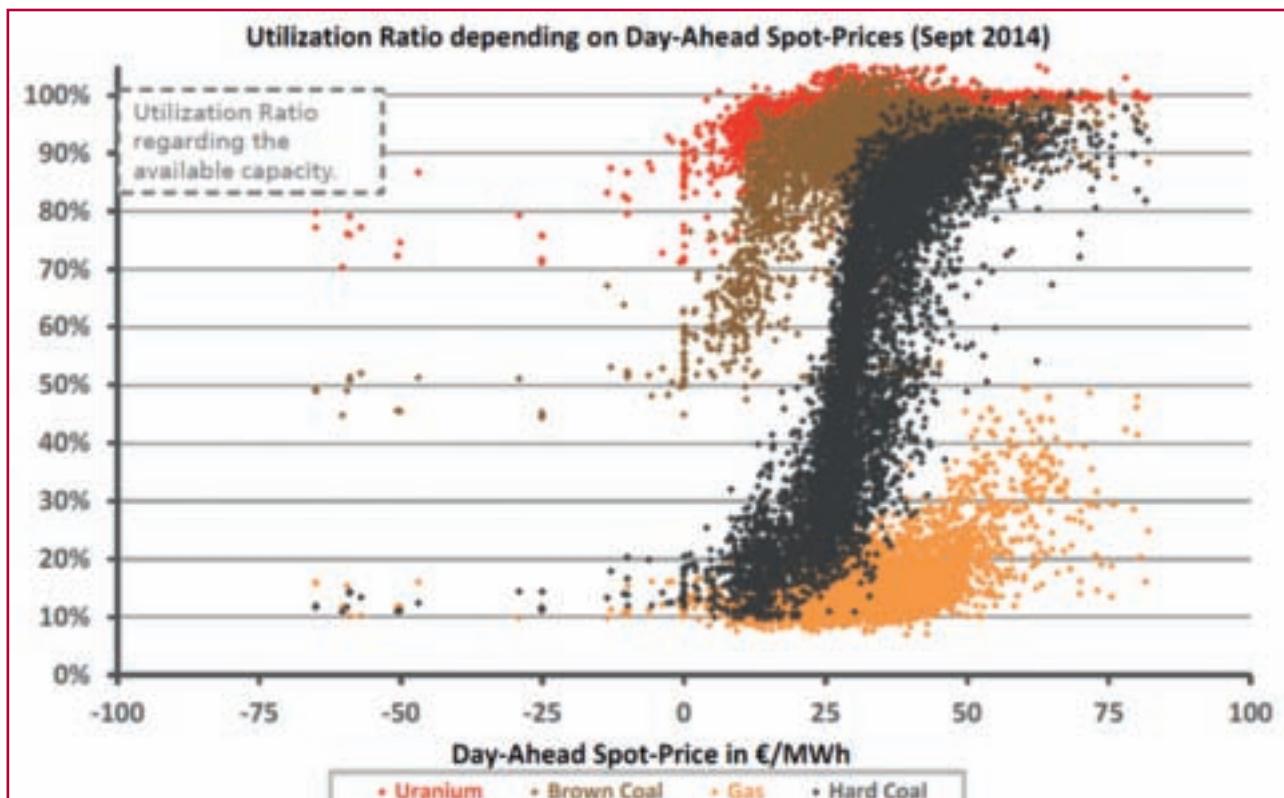


Fig. 6 - Ordre de mérite - classement par coût sur le marché spot [8]

2.2 L' impact environnemental

Le Tournant énergétique (Energiewende) allemand est actuellement confronté à un paradoxe : les émissions de CO₂ pour la production d'électricité augmentent, malgré une forte croissance des EnR. Les raisons en sont lisibles dans la figure 6 "ordre de mérite". Dès 2010 les centrales à charbon et à lignite produisent à moindre coût que les centrales à gaz et les éjectent du marché.

La loi a écarté 8 centrales nucléaires, pourtant en mesure de produire une électricité bas carbone et de faire reculer les centrales à charbon/lignite grâce à leurs coûts de production moindres.

Ces deux facteurs conduisent logiquement à l'augmentation des émissions allemandes de CO₂ pour la production d'électricité (Fig. 7).

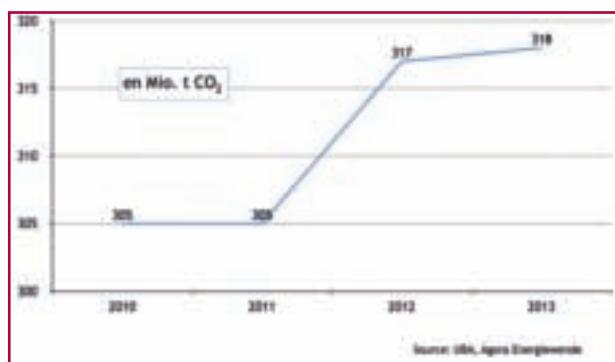


Fig. 7 - Augmentation des émissions CO₂ pour la production d'électricité [9]

Le conseil des ministres a décidé le 3 décembre 2014 [10] un plan d'action devant permettre - selon le gouvernement - à l'horizon 2020, de respecter ses objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à 1990. Le gouvernement souhaite une réduction supplémentaire de l'ordre de 80 millions de tonnes de CO_{2eq} par an sur les émissions d'ici à 2020, dont 22 millions proviendraient des centrales au charbon/lignite. Sans ces mesures, l'objectif 2020 aurait d'ores et déjà été manqué d'au moins cinq à huit points. Mais il aurait été atteint plus facilement avec l'augmentation programmée de la part des EnR combinée avec la prolongation de vie du parc nucléaire. Pourtant, cette hypothèse n'a même pas été considérée parce que diamétralement opposée au principal objectif du tournant énergétique : la sortie du nucléaire.

2.3 La perturbation du marché de l'électricité

C'est un deuxième dommage collatéral. L'afflux temporaire d'énergies renouvelables rémunérées par des tarifs d'achat garantis - donc indépendants du prix du marché et prioritaires sur le réseau - et la surcapacité actuelle des installations à base

de combustibles fossiles ont conduit à une baisse considérable des prix sur le marché de gros. Au 1^{er} semestre 2014, le MWh pour la production de base est à 32 € [11], environ 20 € de moins qu'en 2011.

L'afflux des EnR et la baisse du prix de gros déstabilisent le marché électrique et les énergéticiens traditionnels : nombre de centrales à gaz et à charbon ne couvrent plus leurs frais d'exploitation. Les électriciens allemands prévoient des fermetures supplémentaires et définitives de centrales fossiles. Selon l'Agence Fédérale des Réseaux [13] cela pourrait conduire à un solde négatif de 5 GW de la puissance installée d'ici fin 2018, soit la différence entre les nouvelles centrales fossiles mises en service et l'arrêt pour insuffisance de rentabilité des centrales existantes

Même le nucléaire est touché. E.ON prévoit d'arrêter la centrale de Grafenrheinfeld en Bavière fin mai 2015, 7 mois plus tôt que la date-butoir prévue par la Loi atomique [14]. Une des raisons est la rentabilité insuffisante provoquée par la baisse des prix sur le marché et une taxe sur le combustible - initialement prévue dans le cadre de la prolongation des centrales [2] mais maintenue jusqu'en 2016 malgré la sortie accélérée du nucléaire - renchérisant la production de 10 à 15 €/MWh.

Voilà un éclairage particulier du défi pour la sécurité d'approvisionnement en Allemagne du Sud.

3. Les difficultés des exploitants nucléaires et les actions en justice engagées

Sur le marché de l'énergie allemand, tous les producteurs conventionnels sont en difficulté et en particulier les quatre grands électriciens qui ont vu leur capitalisation boursière s'effondrer de près de 50 % depuis 2010.

D'un côté, ils subissent les pertes de recette liées à l'arrêt immédiat de 8 réacteurs, la fixation de dates butoirs d'exploitation pour les 9 restants et le maintien de la taxe sur le combustible.

De l'autre, les possibilités de gain des centrales thermiques sont de plus en plus réduites. Les conséquences sont la fermeture supplémentaire et définitive de centrales fossiles et le risque de suppression de dizaines de milliers d'emplois.

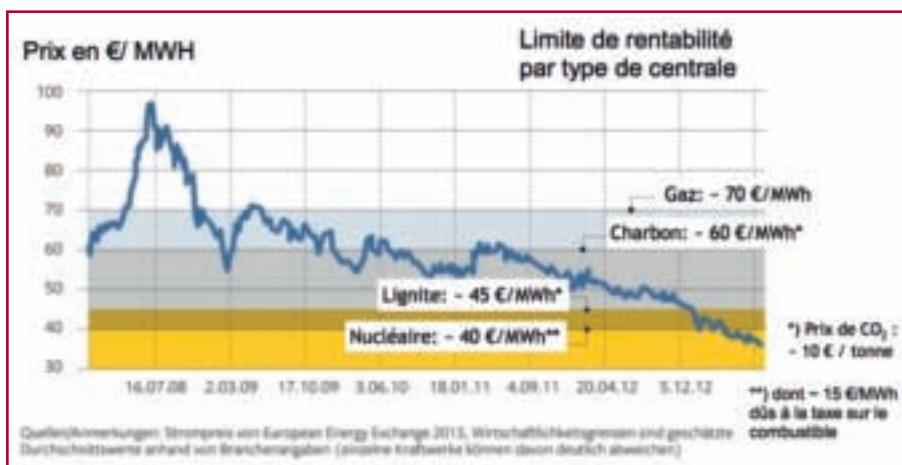


Fig. 8 - Prix de l'électricité au marché spot et limites de rentabilité des différents types de centrales conventionnelles [12]

RWE a perdu 2,8 milliards d'euros en 2013, le premier exercice négatif pour le groupe depuis soixante ans [15]. Principale raison des pertes : la dépréciation des centrales conventionnelles.

EON a annoncé fin novembre 2014 une cession géante [16], 4,5 milliards d'euros de nouvelles dépréciations au quatrième trimestre 2014, en plus des 700 millions déjà enregistrés entre janvier et septembre et une réorientation stratégique qui le verra tourner le dos à ses activités de production conventionnelle d'électricité au profit des énergies renouvelables, du négoce d'énergie et des solutions-clients. Les activités traditionnelles de production d'électricité, etc. seront réunies dans une société séparée où les actionnaires d'EON seront majoritaires.

Tout en affirmant que les centrales conventionnelles sont indispensables pour le moment à la sécurité de l'approvisionnement, le gouvernement tergiverse quant aux mesures concrètes sur un mécanisme assurant le maintien des capacités conventionnelles nécessaires sur le marché. Le ministère de l'énergie a publié en octobre 2014 un document de consultation, "livre vert" [17], dont l'objet est de définir la future architecture du marché de l'électricité. Mais il n'y aura pas de mise en application de mesures concrètes prévue avant 2016-2017.

La "Loi atomique 2011" ne prévoit aucune compensation pour les pertes de recette liées à l'arrêt immédiat des 8 réacteurs et aux dates-butoirs imposées pour les 9 restants. Pourtant,

RWE [18], E.ON [19] et EnBW [23] ont porté plainte contre l'arrêt d'exploitation de trois mois (Moratoire) de leurs réacteurs en mars 2011. Ils réclament aux autorités, devant un tribunal civil, plusieurs centaines de millions d'euros de compensation.

RWE, E.ON et EnBW ont porté plainte contre la taxe sur le combustible nucléaire. Les plaintes seront examinées par la Cour constitutionnelle allemande et la Cour de justice de la Commission Européenne. Suite à une décision du Tribunal Financier de Hambourg (avril 2014), E.ON et RWE ne sont pas tenus de payer la taxe jusqu'à la décision finale et reçoivent temporairement 2,2 milliards d'euros de remboursement [20].

RWE, E.ON et Vattenfall ont posé recours auprès de la Cour constitutionnelle allemande pour inconstitutionnalité du 13^{ème} amendement de la loi atomique. Si la cour donne raison sur le fond aux trois groupes, ceux-ci iront au civil pour dédommagement.

De plus Vattenfall (producteur suédois) réclame une indemnisation pour l'arrêt de Krümmel et Brunsbüttel devant le CIRDI (Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements), tribunal d'arbitrage de la banque mondiale à Washington. RWE et E.ON, producteurs allemands, ne peuvent utiliser ce recours.

4. Les coûts directs liés à la sortie accélérée du nucléaire

Comme dit plus haut, il s'avère difficile de déterminer avec précision le coût de sortie du nucléaire car la majeure partie des frais du tournant énergétique a été

engagée indépendamment de la sortie du nucléaire. En outre, le programme de remplacement du nucléaire par de nouvelles capacités de production à base de combustible fossile a été lancé bien avant 2011. Au final, on ne peut pas imputer ces coûts au seul choix de l'accélération de la sortie du nucléaire.

Depuis cette décision de sortie accélérée, plusieurs évaluations ont été publiées qui varient fortement selon l'intention et la couleur politique de l'auteur.

Nous présentons ici les résultats de deux études évaluant les coûts économiques directs liés à la sortie accélérée en prenant comme base la situation, peu après la décision du gouvernement :

- L'étude abondamment citée, menée par trois instituts de recherche (EWI, GWS, Prognos AG) pour le Ministère fédéral de l'Économie et des Technologies et publiée en juillet 2011 sous le nom "Energieszenarien 2011" [21]. Elle est fondée sur des modèles économiques complexes.

- L'estimation du coût de la sortie du nucléaire publiée (en français) par J.H. Keppler de l'Agence pour l'énergie nucléaire „Le coût économique de la sortie du nucléaire en Allemagne“ [22]. L'AEN, organisation internationale, a choisi une méthodologie plus transparente et applicable, en principe, à l'ensemble des 30 pays membres.

4.1 Les "Energieszenarien 2011"

L'étude évalue le coût total de la sortie accélérée comparativement à l'allongement d'exploitation sur la période 2010 - 2030 suite à la hausse des coûts variables et l'augmentation des prix de vente d'électricité (Fig. 9).

Pour les coûts variables, il y a des tendances inverses selon les catégories de coûts. D'une part, le scénario de sortie accélérée conduit à une réduction des coûts de mise à niveau estimés à 18,5 milliards d'euros pour les 17 centrales dans le scénario prolongation, ainsi qu'une réduction des coûts de production et de maintenance des centrales nucléaires, soit au total 26,8 milliards d'€₂₀₀₈ sur la période 2010 - 2030.

D'autre part, l'électricité de remplacement par des centrales fossiles entraîne l'accroissement des coûts de production et ceux liés aux recettes perdues dans les échanges transfrontaliers de l'ordre de 43,2 milliards d'€₂₀₀₈ sur la même période.

En cause, le remplacement des centrales nucléaires par des centrales charbon ou gaz qui se traduit par des coûts variables plus élevés et une émission accrue de CO₂ entraînant l'augmentation du prix des certificats CO₂ et de l'électricité. Les exportations nettes pour 2015 sont plus faibles que dans le scénario prolongation et à partir de 2020, l'Allemagne devient importateur d'électricité selon les hypothèses de calcul. Au final, les effets d'augmentation du coût total l'emportent : environ 16,4 milliards d'€₂₀₀₈.

En outre, la sortie du nucléaire majore le prix de vente de l'électricité sur le marché de gros. Dans le scénario de sortie, le prix de vente sur ce marché est plus élevé que dans le scénario "Prolongation". Les variations de prix sont entre 4 €/MWh en 2015 et 9 €/MWh pour les

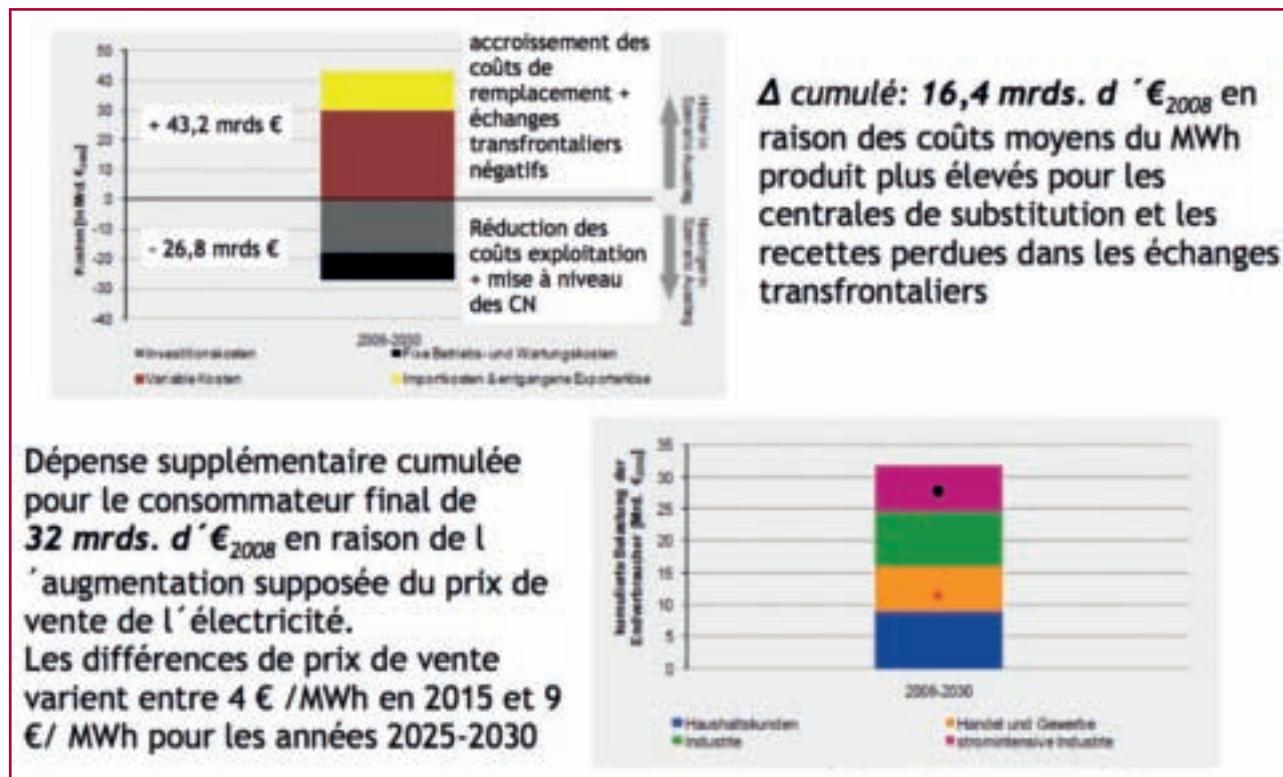


Fig. 9 - Coût total de la sortie accélérée vs. allongement d'exploitation sur la période 2010 - 2030 : ~ 48 mrds. €2008

années 2025-2030. L'augmentation du prix de vente de l'électricité conduit dans le scénario "Sortie" à des surcoûts cumulés d'environ 32 milliards d'€₂₀₀₈. En résumé, le coût total cumulé pour la sortie accélérée du nucléaire est estimé à 48 milliards d'€₂₀₀₈ sur la période 2010 - 2030.

La sortie accélérée entraîne une augmentation des émissions de CO₂ pour la production électrique de 31 Millions de tonnes pour 2015, 40 pour 2020, 50 pour 2025 et 35 pour 2030 avec une augmentation du prix du CO₂ de 1 à 2 €₂₀₀₈ à la tonne, pris en compte dans le modèle de calcul.

4.2 L'estimation du coût économique de la sortie du nucléaire en Allemagne selon AEN

Le calcul des coûts de remplacement du nucléaire se base sur une perte de production des centrales nucléaires de 1 804 TWh, quota attribué dans le cadre de l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires en 2010 (voir Fig. 10)

Selon l'estimation d'AEN, les 1 804 TWh d'origine nucléaire auraient coûté 30,15 milliards d'euros à produire si la sortie accélérée n'avait pas été décidée.

Hypothèses	Résultats
Coût du MWh produit ~ 16,7€ (12€ / MWh coût de production + investissements pour la prolongation de durée de vie : 500 millions d'euros par réacteur, soit 8,5 milliards d'euros pour 17 réacteurs)	Montant total du coût pour 1804 TWh, scenario prolongation de la durée de vie : 30,15 milliards d'euros
Coût du MWh produit par des moyens alternatifs ~ 52€	Montant total du coût pour 1 804 TWh : 93,8 milliards d'euros par moyens alternatifs pour remplacement intégral de 20,5 GW nucléaires
12,9 GW en centrales thermiques décidés avant 2011, le coût du MWh produit par des moyens alternatifs se réduit d'environ 19% à ~ 42,1€	75,98 mrds. € Coût pour 1804 TWh produit par moyens alternatifs après application d'une réduction de 19%
Déficit de coût de remplacement du nucléaire (25,4€/ MWh)	45,8 mrds. €₂₀₁₁ pour 1804 TWh produit

Fig. 10 - Coûts de remplacement du nucléaire par des moyens alternatifs

Cela correspond à un coût du MWh produit aux alentours de 16,7 € (le capital des centrales nucléaires étant amorti). Cette somme se décompose en dépenses de combustible et d'exploitation (12€/MWh) et en investissements pour la prolongation de la durée de vie, soit 8,5 milliards d'€ ou 4,7 €/MWh sur les 17 réacteurs.

A l'inverse, la sortie accélérée nécessitant de nouvelles capacités, le MWh produit par des moyens alternatifs passe, selon l'AEN à 52 €, soit un coût total de 93,8 milliards d'euros pour 1804 TWh. Avec ces hypothèses, la sortie accélérée aurait coûté 63,65 milliards d'euros. Ce montant suppose que l'intégralité des installations permettant de remplacer la capacité nette de 20,5 GW nucléaire reste à construire. Or la construction de nouvelles centrales à gaz et à charbon d'une capacité de 12,9 GW était déjà en grande partie engagée avant la décision d'accélérer la sortie du nucléaire.

En outre, une grande partie de cet investissement aurait créé une surcapacité si l'Allemagne n'était pas sortie du nucléaire.

La disponibilité de ces installations "gratuites" (puisque déjà payées) réduit le coût du MWh produit par des moyens alternatifs d'environ 19 %. Le coût total pour 1 804 TWh produits passerait à 75,98 milliards d'euros, et le différentiel de coût de remplacement du nucléaire à 45,8 milliards d'euros.

Selon l'AEN, les coûts de remplacement du nucléaire ne sont pas les seuls imputables (Fig. 11).

Des conséquences sont également envisageables sur la demande. L'AEN se base sur l'hypothèse que le prix de vente de l'électricité est désormais supérieur de 8 €/MWh à ce qu'il serait si toutes les centrales nucléaires allemandes étaient toujours en service. Avec une consommation annuelle de l'ordre de 600 TWh, la facture du consommateur sera augmentée de 4,8 milliards d'€ par an.

L'AEN suppose ensuite que garder les réacteurs nucléaires en service aurait repoussé de sept ans la hausse inévitable du prix de vente. Bien sûr, des effets partiels auraient été ressentis bien plus longtemps puisque le dernier réacteur n'aurait disparu du réseau qu'au milieu des années 2030. Toutefois, son effet modérateur aurait été proportionnellement moindre et donc, comptabiliser un effet intégral pendant sept ans semble être l'hypothèse à privilégier. Ainsi, l'impact total de la hausse du prix de vente de l'électricité sur le bien-être économique des consommateurs allemands est estimé à 33,60 milliards d'euros. Toutefois, en raison de l'incertitude

de cette hypothèse, l'AEN n'a pas inclus ces résultats dans l'estimation globale des coûts de la sortie allemande du nucléaire.

4.3 A propos de ces deux études

Le coût dépend fortement des hypothèses sur

- l'évolution du différentiel des coûts de substitution des centrales nucléaires (coût moyen d'électricité de remplacement). Les deux études ne prennent en compte que le remplacement du nucléaire par des centrales thermiques fossile. Le coût de production des capacités de substitution pourrait bien être supérieur si le kWh nucléaire était remplacé par des kWh intermittents produits par des EnR ;

- Le coût du MWh nucléaire produit : celui utilisé pour le calcul du différentiel des coûts de substitution (inférieur à 20 €/MWh) incluant aussi les coûts de combustible et les provisions pour le traitement/stockage des déchets radioactifs et le démantèlement est relativement bas, bien que les centrales soient amorties ;

- Evolution du prix de vente de l'électricité et notamment supposition du prix de vente plus élevé dans le scénario sortie du nucléaire. Il s'agit d'hypothèses incertaines. Le mouvement actuel des prix sur le marché de gros est plutôt à la baisse ;

- Impact sur l'importation d'électricité : le mouvement est actuellement plutôt à la hausse.

L'écart important entre les deux études

16,4 à 45,8 milliards d'euros pour les coûts de remplacement de la production nucléaire

vs

32 à 33,6 milliards d'euros de dépense supplémentaire pour le consommateur

montre clairement l'influence primordiale des hypothèses envisagées sur le différentiel des coûts de substitution des centrales nucléaires et le prix de l'électricité. D'autres présupposés peuvent conduire à notablement diminuer ou augmenter ces coûts.

Ces deux études ne détaillent ni les coûts macroéconomiques (i.e. conséquences sur l'emploi, l'inflation et la croissance économique), ni le différé des dépenses de déconstruction et de fin de cycle des combustibles usés des centrales nucléaires.

Il ne faut pas oublier non plus que dans le cas de la prolongation de durée de vie, les exploitants auraient rétrocédé bien plus de 50% de leurs gains supplémentaires à l'Etat, i.e. taxe professionnelle et contribution au fonds de soutien EnR.

Hypothèses	Résultats
Écart du prix de vente de l'électricité supérieur de 8 €/MWh entre scénario sortie d'ici 2022 et prolongation de la durée de vie Consommation annuelle d'électricité en Allemagne ~ 600 TWh	Augmentation de la facture du consommateur 4,8 mrds. € par an
Garder les réacteurs nucléaires en service aurait repoussé de 7 ans la hausse des prix	Impact total de la hausse du prix de vente de l'électricité sur le bien-être économique des consommateurs : 33,6 mrds. €2011

Fig. 11 - Dépense supplémentaire pour le consommateur suite à l'augmentation du prix de vente d'électricité

Sous ces réserves, le lecteur pourra utiliser les deux études pour se forger sa propre opinion, selon sa lecture du secteur allemand de l'électricité.

5. En résumé

Sur le plan microéconomique, l'accélération du calendrier de sortie du nucléaire se traduit par une perte sèche se chiffrant en dizaines de milliards d'euros. Des pertes principalement subies par les employés et actionnaires des exploitants nucléaires allemands, conduisant à une baisse importante de la valeur boursière des 4 grands électriciens allemands. Il ne faut pas oublier non plus les pertes de recettes de l'Etat. En raison de l'augmentation supposée du prix de vente de l'électricité, le bien-être économique des consommateurs sera également impacté.

Les centrales nucléaires contribuent largement au réglage de la fréquence et au maintien de la tension du réseau THT pour neutraliser les fortes fluctuations des EnR et garantir la qualité du réseau. De ce fait et compte-tenu de la fermeture supplémentaire de centrales fossiles, le maintien de la stabilité du réseau et de la sécurité d'approvisionnement sera particulièrement difficile en Allemagne du sud après l'arrêt successif de ses 6 centrales nucléaires.

Pour l'objectif de réduction des gaz à effet de serre : l'augmentation de la production d'électricité renouvelable ne compense pas la diminution de la production d'électricité nucléaire car recours accru au charbon/lignite en raison d'ordre de mérite.

Des mesures complémentaires ont donc été décidées en décembre 2014 devant permettre - selon le gouvernement allemand - de respecter à l'horizon 2020 les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à 1990.

Références

- [1] Operating results 2013, atw vol. 59 (2014) Issue 5 Mai 2014
- [2] H. Lauer, Les retombées sur le nucléaire du nouveau concept énergétique allemand, RGN N°1, Janvier-Février 2011
- [3] H. Lauer, Tournant énergétique en Allemagne suite à l'accident de Fukushima, RGN N° 5, Septembre-Octobre 2011
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: "Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland" Dialogforum dena; 10 Octobre 2012; www.bdew.de
- [5] Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur, 3 Mai 2012
- [6] Etude – 2. Monitoring der Energiewende; vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.; Décembre 2013; www.vbw-bayern.de
- [7] AG Energiebilanzen e.V. Juin 2014; www.ag-energiebilanzen.de
- [8] Electricity Production and Spot-Prices in Germany 2014, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; 18 Septembre 2014; www.ise.fraunhofer.de
- [9] Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen; Agora Energiewende; Avril 2014; www.agora-energiewende.org
- [10] Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Communiqué de Presse Nr. 249/14 du Ministère allemand de l'Environnement du 3.12.2014, www.bmub.bund.de/presse
- [11] RWE : report on the first half of 2014, Août 2014; www.rwe.com/web/cms/en/105818/rwe/investor-relations/
- [12] Warum die Regierung bald Atomkraftwerke rettet; Die Welt du 14 Août 2013; www.welt.de/119026760
- [13] Agence Fédérale des Réseaux, Monitoringbericht 2014 du 14 Novembre 2014; www.bundesnetzagentur.de
- [14] E.ON nimmt Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vor Ende der Laufzeit außer Betrieb Communiqué de Presse d'E.ON du 28 Mars 2014
- [15] RWE Annual Report 2013; www.rwe.com
- [16] Neue Konzernstrategie, Communiqué de Presse d'EON du 30 Novembre 2014
- [17] Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (livre vert), octobre 2014
- [18] Moratoriumsverfugungen: RWE reicht Klage ein; Communiqué de Presse RWE Power AG du 25 Août 2014
- [19] Atom-Moratorium: E.on fordert Schadenersatz für AKW-Stilllegung; Zeit online; 1^{er} Octobre 2014
- [20] Vollziehung von Kernbrennstoffsteueranmeldung aufgehoben; Communiqué de Presse Finanzgericht Hamburg du 14 Avril 2014; www.hamburg.de/finanzgericht
- [21] "Energieszenarien 2011": Eude menée par trois instituts de recherche (EWI, GWS, Prognos AG) pour le Ministère fédéral de l'Économie et des Technologies publiée en juillet 2011; www.prognos.com
- [22] J.H. Keppler "Le coût économique de la sortie du nucléaire en Allemagne", l'Agence pour l'Energie Nucléaire; AEN infos 2012 N° 30.1; www.oecd-nea.org/nea-news/2012/30-1/aen-infos-30-1.pdf
- [23] EnBW macht Schadensersatzansprüche aus dem Moratorium 2011 gegenüber Bund und Land geltend. Communiqué de presse EnBW 22/12/2014

