

Compte rendu

Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim

– Thème : Place du nucléaire dans le mix électrique français

Audition jointe de M. Jacques Percebois, président de la commission « Énergies 2050 », et de M. Bernard Laponche, polytechnicien, docteur ès sciences, docteur en économie de l'énergie, ancien directeur général de l'AFME (aujourd'hui ADEME)..... 2

Jeudi
17 avril 2014
Séance de 17 h 30

Compte rendu n° 51

SESSION ORDINAIRE DE 2013-2014

**Présidence
de M. François Brottes**
Président

L'audition débute à dix-sept heures trente.

M. le président François Brottes. Nous allons donc maintenant procéder à l'audition de M. Jacques Percebois, président de la commission « Énergies 2050 », qui a réfléchi avec M. Claude Mandil aux perspectives du mix énergétique en 2050 et à la place du nucléaire dans ce dispositif, et de M. Bernard Laponche, dont on connaît les positions très critiques à l'égard de la filière nucléaire. M. Laponche, qui a été directeur général de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) – aujourd'hui Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) –, est un membre actif et éminent de Global Chance. Ces deux personnalités, qui possèdent une compétence reconnue, devraient donc nous présenter des positions clairement différenciées, sinon contradictoires.

Messieurs, la question principale que nous souhaiterions vous poser aujourd'hui est de savoir ce qui est le plus coûteux : rester dans le nucléaire ou en sortir très vite.

Conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, je vous demande de prêter le serment de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité.

(MM. Jacques Percebois et Bernard Laponche prêtent serment.)

M. Jacques Percebois, président de la commission « Énergies 2050 ». Je m'efforcerai d'être aussi synthétique que possible et de résumer l'essentiel du rapport rendu en février 2012 par la commission « Énergies 2050 ». Cette commission, mise en place par le Gouvernement en octobre 2011 et composée d'une cinquantaine de membres, a auditionné 80 personnes et avait reçu du ministre une feuille de route consistant à s'interroger sur la situation énergétique de la France à l'horizon 2030-2050, en privilégiant l'électricité et en examinant notamment quatre scénarios.

Le premier était une prolongation de quarante à soixante ans du parc nucléaire actuel, sous réserve que l'Autorité de sûreté nucléaire donne son accord, réacteur par réacteur, tous les dix ans. Le deuxième était une accélération du passage à la troisième, voire à la quatrième génération de réacteurs. Le troisième, une réduction progressive de la dimension du parc nucléaire, en arrêtant un réacteur sur deux atteignant l'âge de quarante ans et en le remplaçant par un autre mode de production d'électricité. Le quatrième scénario était une sortie complète du nucléaire par l'arrêt successif de tous les réacteurs atteignant quarante ans.

La commission a examiné les différents scénarios disponibles à l'époque, notamment ceux de l'Union française de l'électricité (UFE), du Réseau de transport de l'électricité (RTE), de l'ADEME, de négaWatt, de Global Chance, du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ou d'AREVA, et étudié diverses trajectoires de demande, s'appuyant particulièrement sur le scénario tendanciel de RTE, assez proche du reste de celui de l'UFE. Nous avons choisi des hypothèses de coûts et avons utilisé, pour tester certains des impacts macro-économiques, le modèle NEMESIS de l'École centrale de Paris.

La commission, estimant l'horizon 2050 trop lointain pour formuler des conclusions dans les délais impartis compte tenu des ruptures technologiques possibles, a ramené cet

horizon à 2030. Quelle que soit néanmoins l'hypothèse choisie, tous les réacteurs actuels auront cessé de fonctionner en 2050 – qu'ils aient été remplacés ou qu'ils aient simplement été stoppés.

Les principales hypothèses sont d'abord que les énergies fossiles continueront de jouer un rôle important. On a ainsi considéré que le prix du pétrole, déjà élevé lors de la rédaction du rapport – de l'ordre de 80 dollars le baril –, continuerait de monter pour atteindre en 2030 le chiffre de 150 dollars, en monnaie constante de 2011. On a également considéré que le prix du gaz suivrait le prix du pétrole, excluant donc l'idée d'une chute semblable à celle qui est survenue aux États-Unis, ce qui est important car, s'il fallait passer à des centrales thermiques, ces centrales seraient à gaz.

En matière de lutte contre les émissions de CO₂, nous avons formulé l'hypothèse optimiste que le prix de la tonne passerait de 13 euros en 2010 à 50 euros en 2030 – nous en sommes loin aujourd'hui, ce prix s'établissant aux alentours de 6 ou 7 euros.

Une hypothèse centrale pour comprendre la suite est que la demande d'électricité va continuer à croître, même si c'est moins vite que le taux de croissance économique. À l'époque, nous avons en effet considéré que la croissance économique serait à nouveau au rendez-vous, avec un taux de 1,5 % à 2 %. La consommation d'énergie primaire pouvait alors être relativement stable et déconnectée de la croissance économique. Nous avons en revanche fait l'hypothèse que la consommation d'électricité croîtrait de 1 % par an, en raison des nouveaux usages de l'électricité susceptibles d'apparaître tant pour les particuliers que pour l'industrie ou pour les transports, notamment avec le véhicule électrique, et de la croissance démographique – alors que l'évolution de la population allemande est plutôt orientée à la baisse, on estime que la population française devrait s'accroître d'environ 6 millions d'habitants d'ici à 2030.

Pour ce qui est des coûts de production de l'électricité, nous avons choisi les chiffres alors retenus par la Cour des comptes pour son rapport remis en janvier 2012 au Premier ministre – elle doit aujourd'hui les réviser, à la demande du Parlement. M. Claude Mandil et moi-même, qui avons besoin de ces chiffres, avons été nommés au groupe d'experts de la Cour des comptes. Pour les substituts au nucléaire, nous avons utilisé les chiffres de l'Agence internationale de l'énergie, repris du reste dans le rapport de la Cour des comptes. Nous avons ainsi considéré que la production d'électricité augmenterait, passant d'un peu moins de 500 térawatt-heure (TWh) à 600 TWh.

Nous n'avons donc envisagé, je le répète, ni chute du prix du pétrole, ni forte baisse de la demande d'énergie, ni forte baisse technologique, ni prix très bas du CO₂. Nous n'avons pas non plus pris en compte, même si nous les avons signalés, des coûts tels que ceux du *back-up* ou les coûts de réseaux – dont nous savions qu'ils seraient élevés dans tous les cas de figure dans le cadre du marché unique de l'électricité en Europe.

L'évolution du prix de l'électricité est déterminante pour l'ensemble de l'économie française et joue sur la compétitivité. En termes d'emploi, par exemple, on peut considérer que les créations compensent les destructions, même si la structure de l'emploi est différente, mais le coût de l'électricité est un facteur déterminant pour les emplois induits, liés à la compétitivité de l'industrie. Ainsi, une hausse du prix de l'électricité liée aux investissements de substitution aura des effets sur la compétitivité de certaines industries.

Dès lors, le scénario de l'accélération du passage à la troisième génération de réacteurs n'a pas semblé optimal, car le coût de l'EPR est sensiblement supérieur à celui des réacteurs de deuxième génération – le prix du mégawatt-heure (MWh) serait sans doute encore supérieur au chiffre de 75 MWh retenu alors par la Cour des comptes. Nous avons, en outre, considéré que l'industrie française ne serait pas en mesure de construire deux EPR par an pendant dix ans – mais nous n'en avons pas moins intérêt à construire quelques EPR pour maintenir la compétence dans le domaine nucléaire.

Quant à la quatrième génération de réacteurs, elle était de toute façon hors du champ, que nous avons borné à 2030 – ce qui n'exclut pas pour autant de poursuivre l'effort de recherche et de développement en ce sens.

La consommation d'électricité ne devant, par hypothèse, pas diminuer et les substituts au nucléaire étant coûteux, la réduction progressive du parc nucléaire suppose d'investir dans de l'électricité renouvelable ou du thermique gaz. La prolongation du parc actuel semble donc la solution la moins coûteuse des trois – ce qui ne signifie pas pour autant qu'elle ne soit pas coûteuse car, outre l'autorisation nécessaire de l'Autorité de sûreté nucléaire, il faut prendre en compte les investissements de jeunesse, estimés à l'époque à 55 milliards d'euros et dont la Cour des comptes doit désormais déterminer s'ils ne coûteront finalement pas plus cher.

Dans le scénario tendanciel, le nucléaire, légèrement réduit, restait autour de 70 %, car l'arrêt de réacteurs qui fonctionnent lorsque la demande continue à croître revient à une destruction de valeur économique. C'est du reste ce que nous avons fait avec le gaz, en arrêtant des centrales à cycle combiné dans lesquelles nous avons beaucoup investi. Le président de GDF-Suez a ainsi annoncé qu'il avait provisionné une somme correspondant à des investissements qui ne sont plus rentabilisés dans le contexte économique actuel.

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire se traduit par un besoin important d'investissement, ce qui pèsera sur le prix de l'électricité. Le rapport, plus nuancé et moins unilatéral que certains ne l'ont dit, souligne néanmoins que « *seule une très forte baisse de la consommation énergétique pourrait, si elle était réalisable, nuancer cette conclusion et inverser la tendance* ».

Enfin, la prolongation de la durée de vie du parc actuel paraissait la moins mauvaise – ou la meilleure – solution, sous la condition absolue qu'elle soit autorisée par l'Autorité de sûreté nucléaire et que les investissements de jeunesse soient réalisés.

M. Bernard Laponche, ancien directeur général de l'AFME (aujourd'hui ADEME). Je tiens à préciser que j'ai travaillé plusieurs années sur les comparaisons des perspectives énergétiques et soutenu une thèse sur ce sujet devant un jury présidé M. Percebois, de sorte qu'il n'y a pas d'incompatibilité absolue entre nos travaux.

Ayant entendu l'audition de ce matin, il me semble utile de souligner certains points qui dépassent le cadre de l'exercice « Énergies 2050 » dont il est ici question.

Mon intervention traitera de la demande, puis de l'offre, dans le domaine nucléaire.

Pour ce qui concerne tout d'abord la demande, souvent évoquée comme étant une question compliquée et comme moins importante que l'offre, je tiens à souligner que, selon l'Agence internationale de l'énergie – dont M. Mandil a été directeur –, la réalisation des objectifs fixés pour 2050 suppose que la moitié des efforts soient consacrés à l'efficacité

énergétique. Les économies d'énergie ont commencé en Europe dès 1975 et ce n'est pas parce que certains ne découvrent qu'aujourd'hui l'efficacité énergétique que nous n'avons pas d'expérience en la matière – notamment sur le plan industriel ou en matière de financement.

L'exercice européen Odyssée indique que les économies d'énergie cumulées réalisées par l'Europe des vingt-sept de 1990 à 2010 représentent 2 700 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP), soit 277 millions de TEP pour l'année 2010, ou 24 % de la consommation d'énergie finale, à comparer aux 24 % que représente également la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale. Le nucléaire représente un tiers de ce chiffre à l'échelle européenne. En France, où il compte pour 65 % de la consommation – et 75 % de la production –, on atteindrait à peu près le niveau des économies d'énergie réalisées. Or, tandis que l'on consacre des rapports de 400 pages au nucléaire, on évacue en trois pages la question de l'efficacité énergétique. Celle-ci est pourtant fondamentale pour toute la transition énergétique. Si en effet la consommation d'énergie diminue de moitié, conformément à l'objectif fixé par le Président de la République, tous les problèmes liés au climat et à la sécurité énergétique, ainsi que tous les risques, diminuent de façon pratiquement proportionnelle. On voit bien du reste que, si l'essentiel des économies d'énergie réalisées en Europe l'ont été dans l'industrie, des économies importantes l'ont aussi été dans le résidentiel et dans le secteur tertiaire.

Je ne saurais trop insister sur les objectifs de réduction de 20 % sur lesquels la France s'est engagée pour 2020 en termes tant de climat que d'intensité énergétique – laquelle se définit, je le rappelle, comme le rapport entre la consommation d'énergie et le produit intérieur brut (PIB). Il convient en effet d'éliminer les scénarios qui ne correspondent pas à ces engagements. Des objectifs de baisse de l'ordre de 30 % en 2030 ne sont, à cet égard, pas forcément extravagants.

L'hypothèse de doublement de la consommation d'électricité tous les dix ans, qui était la loi dans les années 70, est radicalement fautive : ce doublement n'a jamais eu lieu et la progression de la consommation d'électricité de la France entre 1970 et 2006 a été strictement linéaire. De fait, certaines hypothèses de pourcentage adoptées dans les études prospectives sont démenties par la réalité. Il n'y a pas d'exponentielle et la consommation d'électricité est à peu près stabilisée depuis 2006.

Pour ce qui est du potentiel d'économies d'électricité, qui est au centre du rapport de la commission « Énergies 2050 », les courbes de variation de la consommation d'électricité spécifique par habitant, hors chauffage – comportant donc l'électroménager, l'éclairage, l'audiovisuel et l'informatique – font apparaître les mêmes valeurs en France et en Allemagne entre 1990 et 2000. À partir de 2000, l'Allemagne commence à stabiliser sa consommation d'électricité spécifique par habitant dans le logement, tandis que la courbe de la consommation française continue d'évoluer de façon quasi linéaire. En 2010, la différence de la consommation par habitant est de 15 % et de 27 % par ménage. Il faut aussi préciser qu'en France, les deux-tiers de la consommation d'électricité sont liés aux bâtiments, l'industrie représentant moins d'un tiers de la consommation. C'est donc dans les bâtiments que se trouve le potentiel d'économies d'énergie. En outre, les deux tiers de ces deux tiers, soit moins de la moitié de la consommation française d'électricité, correspondent à des usages spécifiques de l'électricité. Fixer un objectif raisonnable d'économie de l'ordre de 15 % n'a donc rien de scandaleux.

En Allemagne, l'augmentation des émissions de CO₂ tient non pas à la sortie du nucléaire, mais au fait que l'exploitation du gaz de schiste américain a tellement fait baisser le

prix du charbon que les producteurs allemands d'électricité recourent désormais à ce combustible. Peut-être donc a-t-on eu tort de supprimer la loi européenne qui avait longtemps interdit les centrales au charbon.

Les échanges d'électricité entre la France et l'Allemagne, déficitaires pour la France jusqu'à 2010, connaissent une inversion pour la seule année 2011, avant d'accuser à nouveau un important déficit en 2012 et en 2013. Il importe donc de tenir compte des exportations d'électricité dans les scénarios envisagés.

M. le président François Brottes. Le prix négatif est une grande nouveauté mondiale.

M. Bernard Laponche. Sur 15 milliards de kilowatt-heure, un nombre négligeable avait un prix négatif ; aujourd'hui, ce ne sont pas les prix négatifs qui font le marché de l'électricité. Pour 2012, le rapport de RTE indique en outre que les échanges étaient déficitaires chaque mois.

Pour ce qui est du marché spot de l'électricité, alors que le rapport de la commission « Énergies 2050 » indique que « *le moratoire sur le nucléaire en Allemagne a induit une inversion du différentiel de prix sur le marché spot français et allemand à partir du 15 mars 2011, le prix spot allemand devenant supérieur au prix spot français* », le rapport de RTE observe qu'« *en 2013, la moyenne annuelle des prix spot de la bourse de l'électricité se situe à 43,20 euros par mégawatt-heure en France* », contre 37,80 euros par MWh en Allemagne. Il convient donc de veiller à tenir compte des aspects européens de la question, souvent mal connus ou mal utilisés en France.

M. le président François Brottes. Est-ce à dire que la France connaît une sous-production ?

M. Bernard Laponche. La France est probablement en surcapacité pour certains aspects, mais les coûts ne sont pas favorables. Il faudrait connaître le détail des chiffres.

Du point de vue de l'offre, le rapport est un peu léger. L'absence de l'ADEME dans le choix des scénarios illustre un manque d'intérêt pour la demande et le rapport se limite en fait au poids du nucléaire dans le mix électrique. Or, il est très grave de ne pas prendre en compte la demande car, selon que cette dernière sera de 350 ou de 600 milliards de kilowatt-heure, la réflexion sur l'industrie nucléaire sera très différente : la différence est un facteur 2, même si la part du nucléaire reste de 50 %.

Les comparaisons quantifiées figurant dans le rapport ne comportent ni le scénario de négaWatt ni celui d'Enerdata, et il n'est tenu compte ni des incertitudes de sûreté ni de l'éventualité et du coût d'un accident nucléaire. Un exercice de prospective peut aussi bien viser à rechercher la perspective optimale pour les auteurs de la prospective elle-même qu'à présenter aux décideurs politiques l'ensemble des avantages et des risques. Or, le seul risque pris en compte dans le rapport – comme d'ailleurs de nombreuses autres études – est le risque climatique, sans que soient évoqués ni les autres pollutions ni le risque nucléaire.

Ce matin, pour la première fois, il a été question des coûts et de l'assurance : évoquer une probabilité d'accident grave de 10^{-4} par année. réacteur n'a de prime abord rien de très évocateur, mais cela signifie qu'il existe une probabilité d'accident pour 10 000 cas possibles, c'est-à-dire pour 250 réacteurs PWR, soit à peu près l'ensemble de ceux qui existent dans le monde, pour une durée de fonctionnement de quarante ans. Pour 58 réacteurs, l'occurrence

annoncée par cette probabilité est de 0,23 accident. Il ne s'agit pas là, contrairement à ce qu'a dit M. Thierry Salomon, d'une probabilité de zéro – ni même epsilon – multipliée par l'infini.

Il y a là une grande faiblesse dans un exercice de prospective qui, même s'il était moins détaillé, pourrait au moins poser la question du risque. Les anomalies génériques introduisent une incertitude considérable dans les scénarios et, même lorsque le nucléaire joue un rôle important, on pourrait veiller à ce que sa proportion soit moins sensible à ces anomalies.

L'exemple du Japon est à cet égard très intéressant. Selon une étude que j'ai réalisée sur l'énergie au Japon après Fukushima, l'arrêt des réacteurs, qui fournissaient moins d'un tiers de la consommation, n'a pas cassé le système électrique, ce qui n'aurait pas été le cas si la consommation d'électricité avait reposé pour 65 % sur ces réacteurs nucléaires. Le risque aurait alors été pratiquement impossible à maîtriser.

M. le président François Brottes. Comment expliquez-vous que le Japon revienne au nucléaire ?

M. Bernard Laponche. Par l'importance de l'industrie nucléaire. Quand on sait que la cuve de l'EPR est fabriquée au Japon, on comprend que ce pays ait envie de vendre des réacteurs.

On entend souvent affirmer que l'accident de Fukushima a donné lieu à une augmentation colossale des émissions de CO₂, de la facture énergétique et à une importation considérable de charbon. Or, s'il est vrai que les émissions de CO₂ ont augmenté, elles étaient les mêmes en 2012 qu'en 2007 car, depuis 1990, le Japon n'a pas du tout respecté les seuils fixés à Kyoto. La remontée des émissions après la crise économique n'est donc pas si considérable.

En second lieu, l'importation de charbon n'a pas augmenté entre 2010 et 2012. En revanche, les importations de gaz ont augmenté, ce qui a certes contribué à accroître la facture énergétique – qui a pratiquement doublé –, mais cette augmentation tient pour 20 % à la disparition du nucléaire et pour 80 % à l'augmentation des prix de l'énergie. Une grande prudence s'impose donc dans l'analyse de ces chiffres.

Le rapport procède à des comparaisons quantifiées entre douze scénarios, dont cinq issus d'AREVA, trois d'UFE, un de Global Chance et un de Négatep – mais aucun de négaWatt ni d'Enerdata.

La comparaison entre les coûts complets des différentes options repose sur les mêmes scénarios – et pâtit donc des mêmes absences, alors qu'Enerdata a proposé six scénarios et que négaWatt en a proposé un remarquable. En outre, le coût complet des économies d'électricité ne figure pas dans cette comparaison. La seule mention de ces économies consiste à rappeler que le coût du mégawatt-heure économisé a été évalué à 600 euros par Global Chance, en la personne de M. Benjamin Dessus, et à 1 400 euros par l'UFE, pour déclarer que ces valeurs ne sont pas cohérentes. Or, l'estimation du coût des économies par l'UFE est invraisemblable.

Dans l'analyse qualitative des différents scénarios, les chiffres cités pour illustrer le propos sont, à six reprises, ceux qui ont été fournis par AREVA. Tous ces chiffres doivent donc être pris avec précaution.

Entre la fin des années 1990 et 2012, la production allemande d'électricité d'origine renouvelable a augmenté d'environ 100 TWh. Le potentiel est plus important en France et une évolution en ce sens est possible.

Pour ce qui est de la facture énergétique de la France, c'est la consommation totale qui importe : la question est de savoir pour quel montant le pays importe de l'énergie. Ne raisonner que sur le système électrique peut être mauvais d'un point de vue économique, car les économies réalisées sur la facture peuvent se doubler d'économies insuffisantes sur le reste pour obtenir des baisses de la facture énergétique. Ce critère doit donc être examiné sur l'ensemble du scénario.

M. Denis Baupin, rapporteur. J'avais moi-même noté que le rapport citait très souvent des éléments provenant d'AREVA, de l'UFE ou d'autres acteurs dont le point de vue sur le nucléaire ne peut guère être considéré comme totalement indépendant de leur propre intérêt.

Je ferai d'abord deux remarques. Tout d'abord, selon un rapport réalisé voilà environ un an par le Conseil d'analyse économique, à l'exception des énergo-intensifs – soit environ 5 % des emplois en France, qui doivent être protégés –, l'augmentation des prix de l'énergie est plutôt un facteur de compétitivité, poussant à l'efficacité énergétique et à la réduction des consommations, voire à la mise au point de processus importants pour l'exportation. La question appelle donc une réponse moins simpliste que celles que l'on entend parfois.

Par ailleurs, que l'on soit favorable ou défavorable au nucléaire, il existe une vulnérabilité liée à la dépendance à une seule énergie ou à un seul mode de production de l'électricité, ainsi qu'aux risques d'accidents génériques. Or, cet élément n'est pas souligné dans le rapport.

Il faut trouver un équilibre entre les différentes sources de production d'électricité et tenir compte de ce que l'on sait aujourd'hui des coûts de l'EPR et de la prolongation des réacteurs – significativement plus élevés que les 55 milliards d'euros initialement affichés, compte tenu du grand carénage, évalué entre 75 et 100 milliards d'euros au total, et des impératifs de sûreté qu'imposera l'ASN.

M. le président François Brottes. Ce chiffre, cité plusieurs fois aujourd'hui, n'a jamais été vérifié.

M. le rapporteur. Les réponses – certes très partielles – d'EDF sur le grand carénage montrent une courbe qui est loin de s'arrêter en 2025.

Comment rédigeriez-vous aujourd'hui votre rapport au vu de ces scénarios énergétiques et n'y a-t-il pas une certaine pertinence à viser une proportion qui serait de l'ordre de 50 % de nucléaire en 2025, afin de mieux répartir les risques ?

M. Jacques Percebois. Si l'on refaisait aujourd'hui le rapport, avec des hypothèses différentes, il s'orienterait très certainement vers une proposition plus nuancée. Cependant, bien que les hypothèses et scénarios retenus se traduisent par un chiffre de l'ordre de 70 % en 2030, le rapport ne fixe aucun chiffre pour la part que devrait avoir le nucléaire dans les bilans électriques.

Par ailleurs, le choix d'une technologie unique pour l'ensemble des réacteurs aurait pu donner lieu à un problème générique. Nous avons eu de la chance que ce ne soit pas le cas et notre pari a réussi.

Bien que la France se soit toujours efforcée de limiter sa vulnérabilité par rapport à une seule source d'énergie, cette vulnérabilité demeurera pour les énergies fossiles – pétrole et gaz. Si le rapport s'est focalisé sur l'électricité, c'est conformément à la feuille de route – il n'était en outre pas possible de faire en trois mois un rapport complet sur l'ensemble des choix énergétiques de la France à l'horizon 2050.

Sans doute vous référez-vous, en évoquant la compétitivité, à l'intéressant rapport de M. Dominique Bureau et de ses collaborateurs, qui montre bien comment l'augmentation du prix de l'électricité pénalise les industries en pesant sur les exportations, mais qui souligne aussi que l'augmentation des prix incite à l'efficacité et au dépôt de brevets, comme on l'a notamment vu dans le secteur du transport. Il serait donc intéressant de réactualiser ce type de rapport, dont les conclusions seraient probablement différentes – c'est du reste un problème auquel les universitaires sont couramment confrontés lorsqu'ils relisent leurs écrits précédents. Il est peu stimulant, sur le plan intellectuel, de constater que peu de rapports se sont vérifiés.

M. le président François Brottes. J'ai été l'un des rares à tenter de chiffrer le scénario de négaWatt avec le système du bonus-malus.

Monsieur Laponche, faites-vous aussi l'apologie du gaz comme énergie de transition ?

M. Bernard Laponche. Oui, à condition de réduire suffisamment la consommation d'énergie. Comme l'a dit M. Salomon, il faut en effet réaliser des économies d'énergie et de consommation d'électricité. L'effort doit notamment porter sur le chauffage électrique, avec la rénovation des bâtiments. Le remplacement du nucléaire par le gaz ne représente pas une augmentation considérable de la consommation de gaz. Le calcul a même été fait dans la situation actuelle : si l'on arrêta aujourd'hui le nucléaire pour le remplacer totalement par des centrales à gaz à cycle combiné, la consommation de gaz doublerait. Or, cette consommation est relativement faible en France – de l'ordre de 30 mégateps. Le gaz est donc très bon pour la transition et il est clair qu'il est le plus intéressant des trois combustibles fossiles. En outre, dans le scénario négaWatt, il est de moins en moins importé, car il s'agit de biogaz.

L'enfermement dans le pétrole demeure la question majeure et il ne serait pas mauvais de rééquilibrer le rapport entre le pétrole et le gaz – à condition, je le répète, de réduire les consommations d'énergie et d'électricité.

M. le président François Brottes. Messieurs, je vous remercie.

L'audition s'achève à dix-huit heures vingt-cinq.

Membres présents ou excusés

Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire

Réunion du jeudi 17 avril 2014 à 17 h 30

Présents. - M. Denis Baupin, M. François Brottes, Mme Geneviève Gosselin-Fleury, Mme Frédérique Massat, M. Michel Sordi

Excusés. - M. Damien Abad, Mme Sylvie Pichot, M. Franck Reynier

**DOCUMENTS MIS À LA
DISPOSITION DE LA COMMISSION**

Prolonger la durée de vie du parc nucléaire actuel : une solution de type « minimax-regret » ? Les conclusions du rapport élaboré par la Commission « Energies 2050 »

Jacques Percebois Professeur à l'Université Montpellier I,
Président de la Commission « Energies 2050 »

I LES ENJEUX

La France a déjà connu plusieurs transitions énergétiques depuis la Seconde guerre mondiale. Ce fut la transition vers l'hydraulique au début des années 1950, puis la régression du charbon au profit du pétrole bon marché mais importé au début des années 1960. Ce fut ensuite l'accélération du programme électronucléaire au moment des chocs pétroliers dans les années 1970. Ce fut plus récemment l'ouverture à la concurrence des industries électriques et gazières, suite aux directives européennes de 1996 et 1998. A chaque fois l'Etat a su prendre les bonnes décisions, même si ce fut parfois dans la douleur : on se souvient des plans sociaux liés à la fermeture des mines de charbon. Une nouvelle période s'ouvre aujourd'hui car des interrogations majeures subsistent partout dans le monde : quelle doit être la place des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) dont on sait qu'elles sont épuisables et émettent du CO₂, même si c'est à des degrés divers selon les sources? Quelle doit être la place du nucléaire qui, après Fukushima, pose des problèmes d'acceptabilité sociale? Quel doit être le rôle des énergies renouvelables (éolien, solaire notamment), qui bénéficient souvent de la sympathie du public, mais qui ont l'inconvénient d'être (encore) coûteuses et intermittentes ?

Une certitude s'impose à nous : la satisfaction des besoins énergétiques futurs ne pourra être assurée que par un « mix » diversifié : nous avons besoin de toutes les énergies, certes suivant des proportions différentes selon les pays, car aucune source d'énergie n'est parée de toutes les vertus et les disponibilités en ressources naturelles sont variables selon les situations. La principale incertitude porte sur ce que seront les technologies du futur. Le temps de l'énergie est un temps long car il y a de nombreuses inerties tout au long de la chaîne énergétique (une centrale électrique est faite pour durer entre 30 et 60 ans, voire plus s'il s'agit d'un barrage) mais en même temps le progrès technique peut très rapidement bouleverser nos certitudes : les nouvelles technologies de l'exploration-production des hydrocarbures nous permettent de pouvoir profiter d'un potentiel important de pétrole et de gaz non conventionnels (« pétrole et gaz de schistes ») et du coup cela recule la date fatidique du « peak oil ». Cela devrait d'ailleurs permettre aux Etats-Unis de redevenir un pays exportateur d'hydrocarbures ! Les technologies de l'information nous permettront prochainement, grâce aux réseaux intelligents (« smart grids »), d'optimiser en temps réel la gestion de nos consommations de gaz et d'électricité. Les progrès attendus dans le stockage de l'électricité (batteries mais aussi hydrogène ou « méthanation ») régleront sans doute une partie du problème de l'intermittence des énergies éolienne et solaire dont les coûts de production devraient d'ailleurs fortement baisser. De nouveaux réacteurs nucléaires, beaucoup plus performants et plus sûrs permettront demain d'utiliser ou de transmuter certains déchets, le plutonium et certains actinides mineurs (projet de réacteur dit de 4^{ème} génération, Astrid, dont l'implantation devrait se faire à Marcoule).

Il nous faut donc maintenir un effort soutenu de recherche-développement pour rester dans la course des innovations en compagnie des pays qui comme la Chine, la Russie ou les Etats-Unis ont des budgets de recherche très importants, notamment concernant le nucléaire du futur. Les progrès techniques nous permettront aussi d'améliorer l'efficacité au niveau de l'utilisation de chaque forme d'énergie. Deux secteurs doivent particulièrement retenir notre attention dans ce domaine : le secteur du bâtiment et celui des transports. Ils représentent à eux deux près des trois quarts de la consommation d'énergie finale en France. Les économies potentielles y sont considérables et cela impose de compter non seulement sur les progrès de la technologie mais aussi sur des comportements plus rationnels des utilisateurs pour réduire les gaspillages. D'autant que les coûts, donc les prix de l'énergie, iront nécessairement en augmentant car les nouvelles technologies sont

coûteuses, et il faudra investir à tous les niveaux, pour mettre en valeur des ressources ou améliorer la sécurité des installations. Il faudra en plus tenir compte des coûts liés à la protection de l'environnement. Il faut que demain les émissions de CO2 soient taxées à leur juste niveau, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Economiser l'énergie c'est protéger l'environnement et c'est aussi une façon de lutter contre la précarité énergétique qui est devenue une grande cause nationale.

Le nucléaire est au cœur des débats sur la transition énergétique et notamment des questions que soulève la sûreté, celle des centrales mais aussi celle liée à la gestion des déchets nucléaires. Cette sûreté a un coût mais c'est aussi le prix à payer pour garantir une certaine indépendance énergétique de la France et une moindre vulnérabilité des choix nationaux.

Le Gouvernement a demandé à la Commission « Energies 2050 » mise en place en octobre 2011 d'étudier divers scénarios d'évolution du parc nucléaire français à l'horizon 2030 -2050. Cette Commission, présidée par Jacques Percebois et Claude Mandil, comprenait une cinquantaine de personnes (dont une dizaine de rapporteurs) et a auditionné 80 personnes et organismes venant d'horizons très divers ; elle a remis son rapport au Ministre en février 2012 et s'est appuyée pour ses analyses sur les travaux de la Cour des Comptes. Son rôle était d'étudier les 4 scénarios retenus dans la « feuille de route » donnée par le Ministre : allongement de la durée de vie du parc nucléaire actuel, accélération du passage à Génération III voire IV, sortie partielle du nucléaire, sortie totale du nucléaire. Le débat sur le nucléaire se devait d'être replacé dans le cadre des perspectives énergétiques globales de la France à cet horizon 2030-2050.

Un constat s'impose : si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 notamment grâce à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale et 53% de l'énergie primaire. Rappelons que le nucléaire fournissait en 2010 75% de l'électricité française et correspondait à un peu plus de 40% de l'énergie primaire consommée. L'énergie finale représentait 60% de l'énergie primaire (le solde correspondant pour 35% aux pertes de transformation et à l'autoconsommation du secteur énergétique et pour 5% à des usages non énergétiques) et l'électricité environ 22 à 23% de l'énergie finale consommée. Ce sont les produits pétroliers qui, avec 49% de l'énergie finale consommée, représentaient le principal poste énergétique pour le consommateur. La facture énergétique correspondante (importations de pétrole, de gaz et de charbon) s'élevait en 2012 à 69 Mds€, soit plus que le déficit de la balance commerciale (67 Mds€). Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France le triple avantage d'une électricité décarbonée, peu chère et dont l'exportation réduit le déficit commercial : sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité d'en moyenne 2,3 Mds€ courants par an. De plus, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2012. Certes il faut importer de l'uranium mais le coût des importations reste inférieur au milliard d'euros par an. De plus ce coût ne représente que 5% du prix de revient du kWh nucléaire sortie centrale. A cela s'ajoute le fait que l'uranium se stocke facilement en raison de sa forte densité énergétique. Ainsi la France dispose sur son territoire de 100 jours de consommation de produits pétroliers ou de gaz naturel mais de plus de 2 ans de consommation d'uranium.

II LE CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL ET EUROPEEN

La consommation énergétique mondiale a connu une croissance rapide durant les 40 dernières années puisqu'on est passé de 5000 millions de tep en 1970 à plus de 12000 millions de tep en 2010. Cela correspond à un rythme de consommation annuelle moyen de l'ordre de 2,24%. Cette tendance, si elle devait se prolonger dans les 40 prochaines années conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport à 2010. Cette croissance devrait être la conséquence d'une forte croissance démographique (9 milliards d'habitants en 2050 contre 7 milliards en 2010) mais aussi d'une forte croissance des besoins énergétiques des pays émergents (la

Chine, l'Inde et même certains pays africains). La demande d'énergie reste très corrélée à la croissance économique et démographique, même dans des pays ayant fait de gros progrès pour réduire l'intensité énergétique du PIB. Selon l'AIE la demande mondiale d'énergie primaire serait à près de 90% tirée par les pays émergents. Les choses sont un peu différentes dans l'Union Européenne où les perspectives de croissance sont modestes. L'U.E. est responsable de 14% des émissions mondiales de gaz à effet de serre alors qu'elle contribue à près de 26% du PIB mondial (chiffres 2010). Selon les scénarios retenus par la Commission européenne dans sa Roadmap « Energie 2050 » publiée en décembre 2011, la consommation énergétique de l'Union pourrait connaître une faible progression dans le scénario tendanciel ou une forte baisse (de l'ordre de 32 à 41%) si l'on retient le scénario qui correspond à l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de 80 à 85% à l'horizon 2050 par rapport à 1990 (réduction des émissions de 25% en 2020, de 40% en 2030 et de 60% en 2040). Cela suppose également que la part des énergies renouvelables soit portée à plus de 40% voire 60% dans le bilan primaire, contre 10% aujourd'hui. Plus ambitieuse encore l'Allemagne s'est fixée un objectif de réduction de 50% de la consommation primaire à l'horizon 2050 et elle affiche que cette réduction devrait provenir pour partie d'une baisse prévue de la population à cet horizon (baisse de 10 millions d'habitants environ). Avec une population qui devrait continuer à croître la dynamique française est différente. On attend certes un prolongement de la baisse de l'intensité énergétique du PIB (de l'ordre d'au moins 20% en 2020) mais, en valeur absolue, la consommation primaire d'énergie devrait soit se stabiliser soit baisser légèrement dans les prochaines années. La consommation d'énergie primaire de la France s'est établie à 265,8 Mtep en 2010. Sur les 20 dernières années on constate un fléchissement tendanciel de la croissance de la demande d'énergie primaire : alors que sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne dans les années 1990, elle a été de 2 Mtep en 2001 et 2002 et est ensuite restée stable (avec même un décrochage en 2009 en raison de la crise économique). Compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques les vingt prochaines années sont en partie bornées par le parc installé (c'est vrai pour le parc électrique, le parc des logements voire pour partie celui des automobiles) et par les technologies existantes. Ainsi le parc de logements se renouvelle en France au rythme de 1% par an, guère plus. Au-delà de 2030 le champ des possibles devient sensiblement plus ouvert, et du coup fortement dépendant des hypothèses retenues par les modèles. Des ruptures technologiques ne sont pas à exclure. Anticiper en 2012 le monde énergétique de 2050 relève de la même difficulté que celle que nous avons lorsqu'en 1973, au moment du choc pétrolier, on anticipait le monde énergétique d'aujourd'hui..

III LES SCENARIOS ANALYSES POUR LA FRANCE

Différents scénarios de prospective énergétique publiés relatifs à la France ont été analysés au cours de l'exercice prospectif « Energies 2050 ». Ils se limitent pour la plupart à l'étude du périmètre électricité à l'horizon 2030 (sauf NégaWatt et Négatep qui élaborent des scénarios à l'horizon 2050 et des scénarios portant sur l'ensemble du mix énergétique). Certains scénarios ont été élaborés par des ONG ou des associations (NégaWatt, Global Chance, Négatep), d'autres par des acteurs du secteur de l'énergie (Enerdata/DGEC, RTE, Union française de l'électricité, AREVA, CEA). NégaWatt et Global Chance ont comme objectif la sortie du nucléaire et imaginent des évolutions radicales du mode de vie de la population (densification de l'urbanisme, alimentation locale, déplacements réduits, etc.). Négatep, dans une optique de baisse des émissions de CO₂, propose un usage renforcé de l'électricité décarbonée dans tous les domaines. Les autres ont étudié différentes options concernant en particulier la part du nucléaire (sortie, part de 50 % ou de 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

À l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité présente peu de différences entre les divers scénarios si l'on excepte Négawatt et Global Chance particulièrement volontaristes en termes de maîtrise de l'énergie. L'analyse des scénarios en termes de demande met en évidence trois points principaux d'attention : le rôle essentiel de la maîtrise de la demande énergétique, indispensable quel que soit le scénario de mix énergétique retenu ; l'importance des gisements potentiels d'économie d'énergie, mais parfois difficiles à exploiter; enfin le coût des actions d'efficacité

énergétique à mettre en regard de leur rentabilité. Ce coût est élevé. C'est particulièrement vrai dans le domaine du bâtiment. Le coût de l'isolation thermique d'un appartement ancien est estimé entre 15 000 et 20 000 euros.

Les scénarios décrivent une large gamme de mix électriques, mais au moyen de méthodologies et d'hypothèses extrêmement variées, en particulier sur l'équilibrage offre/demande, les durées de fonctionnement des unités de production, le solde des importations/exportations d'électricité ou sur les trajectoires nécessaires pour atteindre le mix présenté pour 2030. On distingue traditionnellement quatre types d'approches méthodologiques dans le domaine de l'élaboration de scénarios : 1) les scénarios dits de « story telling » qui ne s'appuient pas sur une modélisation ; 2) les scénarios de « back casting » ou de téléologie qui privilégient un ou plusieurs objectifs à atteindre et proposent des trajectoires pour y parvenir ; 3) les scénarios de simulation du système énergétique à partir de modèles mathématiques qui assurent une cohérence technico-économique, économétrique ou macroéconomique (modèles d'équilibre partiel ou d'équilibre général) ; 4) les scénarios d'optimisation qui permettent d'obtenir des trajectoires au regard de certains critères (coûts, émissions de gaz à effet de serre). Les scénarios examinés dans le rapport font partie des trois premières catégories.

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire se traduit par un besoin plus important d'investissements. Elle a bien sûr un impact à la hausse sur les coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en termes d'émissions de CO₂ en l'absence de solution massive de remplacement par des énergies décarbonées. Une très forte baisse de la consommation énergétique pourrait, si elle était réalisable, nuancer ces conclusions défavorables, mais sans inverser totalement la tendance. En termes d'acceptabilité, chaque solution met en évidence des contraintes sociétales réelles, mais d'ampleur très variable selon les scénarios : acceptation du nucléaire dans certains cas, refus dans d'autres, préférence pour les transports collectifs ou la voiture individuelle (électrique) selon les cas.

IV LES COÛTS COMPLETS DU KWH NUCLEAIRE ET NON NUCLEAIRE

Le rapport « Energies 2050 » s'est appuyé sur les estimations de la Cour des Comptes (auditionnée en décembre 2011 avant la remise du rapport de la Cour fin janvier 2012) pour estimer le coût actuel du kWh nucléaire. Claude Mandil et Jacques Percebois étaient membres du Groupe d'Experts auprès de la Cour lors de l'élaboration de ce rapport et il y a donc parfaite cohérence entre les chiffres de la Cour et ceux retenus par la Commission « Energies 2050 ». Ce rapport de la Cour retient une fourchette 33-50 euros/MWh selon la méthode de calcul choisie. Le « coût courant économique » correspond au prix qu'une entreprise entrant sur le marché français de l'électricité nucléaire serait prête à payer pour louer le parc actuel plutôt que de le reconstruire. Cela correspond au coût « overnight » (coût de construction en une nuit du parc : on additionne les investissements réalisés, en monnaie constante) auxquels s'ajoutent les intérêts intercalaires du fait que ce parc n'a pas été construit en une nuit. Le coût « overnight » est estimé à 83 milliards d'euros 2010 et le coût des intérêts intercalaires à 13 milliards d'euros 2010 soit un total de 96 milliards d'euros 2010 pour le parc actuel de seconde génération (58 réacteurs). A cela il faut ajouter les charges futures (mais incertaines souligne la Cour des Comptes), à la fois pour le démantèlement du parc et pour la gestion à long terme des déchets radioactifs (79 milliards d'euros de charges brutes soit 38 milliards de provisions, essentiellement mais pas exclusivement à la charge d'EDF). Il faut ensuite tenir compte des charges d'exploitation annuelles estimées à 9 milliards d'euros 2010. Sur la base d'un facteur de disponibilité de l'ordre de 80% cela donne un « coût courant économique » de l'ordre de 49,5 euros par MWh. Avec les investissements de « jouvence » cela donnerait un coût de l'ordre de 54 euros/MWh sur la période 2011-2025. Ce coût est différent de celui qui sert de base au calcul du tarif réglementé de vente (TRV) de l'électricité en France. Pour établir le TRV le ministère prend en compte le niveau ARENH proposé par la Commission Champsaur II auquel il ajoute un « complément marché » calé sur le prix du kWh observé sur le marché spot. Il ne faut pas confondre « coût économique courant » calculé par la Cour des Comptes et « coût ARENH » calculé par la Commission

Champsaur. Le prix régulé ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique) est le coût réellement supporté aujourd'hui par EDF pour produire l'électricité nucléaire et ce coût tient compte du fait qu'une partie significative des coûts d'investissements liés à la construction du parc a déjà été amortie donc payée par le consommateur final. Le « coût courant économique » est le coût supporté en moyenne sur la durée de vie totale du parc (durée de vie économique) par le consommateur français c'est-à-dire le prix de vente sortie centrale qui permet à EDF de récupérer sous forme de recettes actualisées les dépenses actualisées supportées sur l'ensemble de la période de construction et de fonctionnement (c'est 49,5 euros/MWh si on se limite à 40 ans de fonctionnement et 54 euros/MWh si on accepte de payer 55 milliards d'euros d'investissements de jouvence supplémentaires pour prolonger la durée de vie de ce parc à 60 ans, les calculs étant faits avec un taux d'actualisation de 5%). Le coût ARENH est le coût supporté aujourd'hui par EDF si le parc est exploité sur 60 ans mais en tenant compte du fait qu'une large partie (près de 75%) des investissements engagés dans le passé a déjà été récupérée par l'entreprise à travers les tarifs de l'électricité. Ces tarifs ont d'ailleurs fortement augmenté lors de la construction du parc dans les années 1970 et 1980. Ce coût ARENH tient compte de la valeur comptable du parc, des investissements de jouvence nécessaires pour prolonger la durée d'exploitation du parc actuel mais il ne tient pas compte des coûts de renouvellement de ce parc. Il a été estimé début 2011 à 39 euros le MWh par la Commission Champsaur II (c'est même de l'ordre de 33 euros si on ne tient pas compte des coûts de jouvence estimés à 55 milliards d'euros, y compris les coûts supplémentaires de sûreté demandés par l'ASN suite à Fukushima). En pratique la Commission Champsaur II avait proposé une fourchette 38-40 euros par MWh ; le Ministre a retenu 40 pour 2011 et 42 pour 2012, considérant que suite à Fukushima les investissements de sûreté à la charge d'EDF allaient être plus importants que cela n'était prévu au départ.

Le principe de l'ARENH est le suivant : pour que tous les consommateurs français puissent bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique et pour que la concurrence puisse se développer sur tous les segments de la clientèle, il faut qu'EDF vende l'électricité nucléaire au même prix à ses clients et à ses concurrents (logique de « cost-plus »). Le prix de l'ARENH s'apparente donc, pour les fournisseurs, à un prix de gros. Rappelons qu'aux termes de la loi NOME, EDF a l'obligation de céder 25% de sa production nucléaire (soit environ 100TWh) à ses concurrents qui en font la demande et peuvent justifier d'un portefeuille de clients en France, et ce « à prix coûtant pour EDF » mais moyennant rémunération du capital investi. C'est ce prix coûtant que la Commission Champsaur avait pour mission de calculer et de proposer au Ministre. La décomposition de l'ARENH est la suivante : 6 euros/MWh au titre de la rémunération des investissements passés sur la base du WACC (investissements non amortis), 8 euros /MWh au titre des investissements de maintenance et de prolongation (investissements récupérés au fil de l'eau selon la logique « pass-through ») et 25 euros/MWh au titre des coûts d'exploitation (charges de personnel, charges de combustibles et charges diverses). Le coût de renouvellement du parc sera quant à lui intégré dans le prix de l'électricité payé par le consommateur (donc à terme dans le TRV). Le coût du MWh nucléaire varie, dans le rapport « Energies 2050 », entre 43 et 75 euros selon que l'on prend une hypothèse basse fondée sur le coût du nucléaire historique ou une hypothèse haute fondée sur le coût de l'EPR produit en un petit nombre d'exemplaires (à noter que l'estimation du coût du MWh produit par un EPR est aujourd'hui supérieure à 75 euros mais il s'agit là d'un prototype et on peut espérer que ce coût bénéficiera d'économies d'échelle). La Cour évalue le coût moyen de production sur la période 2011-2025 à 54 euros le MWh si l'on prend en compte les coûts de jouvence des réacteurs actuels (coût courant économique). Les résultats ne seront évidemment pas les mêmes selon que l'on choisira le coût du nucléaire amorti (ARENH à 42 ou 43 euros le MWh), le coût courant économique sans investissements de jouvence (49,5) ou avec investissements de jouvence (54) ou encore le coût estimé du MWh produit par un EPR (75).

Le coût complet moyen du MWh non nucléaire est estimé comme suit en monnaie constante (euros 2010) par la Commission: 33 à 40 euros en 2010 (55 euros en 2030) pour l'hydraulique, 60 à 70 euros en 2010 (70 à 100 euros en 2030 selon le prix du CO2) pour le charbon, 80 à 90 euros en 2010 (57 à 90 euros en 2030 selon le prix du CO2) pour le gaz naturel, 80 euros en 2010 (70 euros en 2030) pour l'éolien on-shore, 150 à 200 euros en 2010 (110 en 2030) pour l'éolien offshore, 240 à 400 euros en

2010 (160 euros en 2030) pour le solaire photovoltaïque. On s'attend à un effet d'apprentissage qui permettra de faire baisser le coût des renouvelables à l'horizon 2030 mais, malgré cela, le prix de revient du solaire demeurera sensiblement supérieur à celui de ses concurrents à cette échéance. Au-delà c'est beaucoup plus incertain. Rappelons que ce coût ne tient pas compte du coût de l'intermittence. Il faudrait donc logiquement introduire dans le calcul économique le coût du « back-up » c'est-à-dire le coût des équipements de secours qui prendront le relais des renouvelables lorsque le vent ou le soleil viendront à faire défaut. Ce sont souvent des centrales à gaz qui sont prévues à cet effet. Il est certain que les hypothèses faites sur le prix du pétrole, le prix du charbon, celui du gaz naturel vont avoir un impact important sur les résultats obtenus. Peut-on connaître une chute du prix du gaz, comme c'est le cas aujourd'hui aux Etats-Unis, si l'exploitation du gaz de schiste se développe à grande échelle en Europe, en France notamment ? Aux Etats-Unis ce n'est pas Fukushima qui a compromis la relance du nucléaire, mais l'apparition d'un gaz de schiste bon marché qui fait que les centrales à gaz sont devenues le moyen de production le plus économique. Ainsi le gaz de schiste chasse même le charbon américain du marché de la génération électrique et ce charbon, qui se retrouve en excédent sur le marché international, a tendance à chasser le gaz du marché européen de la génération électrique, d'autant que le prix du gaz naturel demeure largement indexé sur le prix du pétrole dans les contrats européens d'importation.

V LES QUATRE OPTIONS DE LA FEUILLE DE ROUTE

La commission « Énergies 2050 » avait notamment pour objectif d'analyser les différents avenir possibles de la politique énergétique de la France à l'horizon 2050. Dans ce cadre, quatre options d'évolution de l'offre d'électricité ont été analysées :

- 1- l'accélération du passage à la troisième génération du nucléaire ; cela implique qu'au moment où les réacteurs actuels (au nombre de 58) atteignent 40 ans d'âge ils sont remplacés à puissance équivalente par des réacteurs de 3^{ème} génération (EPR)
- 2- la prolongation d'exploitation du parc actuel ; la durée de vie des réacteurs actuels est prolongée jusqu'à 60 ans, sous réserve de l'autorisation formelle donnée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et à condition de procéder aux investissements de jeunesse demandés. Rappelons que l'autorisation de prolonger un réacteur est donnée pour 10 ans au coup par coup pour chaque réacteur. IL faudrait donc ici plusieurs fois une telle autorisation.
- 3- la réduction progressive du poids du nucléaire ; à 40 ans un réacteur sur deux est prolongé et un réacteur sur deux est remplacé par un mix fossiles/ENR (centrale à gaz du type CCG et/ou électricité renouvelable)
- 4- la sortie du nucléaire ; à 40 ans tous les réacteurs sont arrêtés et remplacés par un mix fossiles/ENR.

L'analyse de ces quatre options a été réalisée au regard des critères tels que le coût de l'électricité, les besoins d'investissement, les émissions de CO₂, l'impact sur l'emploi, le PIB, l'influence sur la balance commerciale de la France et les enjeux de sécurité d'approvisionnement.

Parmi les quatre options étudiées, l'élément de coût est un facteur commun de l'analyse. Ce sont les coûts complets de production qui ont été évalués : coûts d'investissement/exploitation, maintenance et combustible. On ne prend pas en compte les coûts de maîtrise de la demande, les coûts de gestion des réseaux et les coûts de *back-up* induits par chacune de ces quatre options. Les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique ne sont pas toujours explicitement chiffrées en termes de coût unitaire. Le World Energy Outlook de l'AIE (2011) les a évaluées entre 5 et 25 euros/MWh ,en distinguant les coûts de capacité de secours à prévoir (3 à 5 euros/MWh), les coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations du réseau (1 à 7 euros/MWh) et les coûts de raccordement et de renforcement du réseau (2 à 13 euros/MWh).

Les hypothèses de temps de fonctionnement des centrales CCG (centrales à cycle combiné au gaz) influent largement sur le coût complet de production. Dans les différentes options, on considère que les CCG en remplacement de centrales nucléaires fonctionnent en base (7 000 h/an) et que les CCG qui viennent en appui des énergies intermittentes fonctionnent 2 500 h/an. Il s'agit d'une hypothèse

simplificatrice : dans l'idéal il faudrait calculer leur temps de fonctionnement précis pour chaque option.

Il convient également de rappeler que le manque à gagner lié à la décision d'arrêter à 40 ans une tranche nucléaire jugée sûre pour un fonctionnement jusqu'à 60 ans est très élevé : à titre d'illustration le coût actualisé en 2012 d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans de Fessenheim (en valeur actualisée 2012) est de l'ordre du milliard d'euro (soit 2 Mds€ en valeur actualisée en 2020 lors de l'arrêt à 40 ans).

Rappelons aussi que, dans toutes les options, les investissements dans les réseaux électriques seront massifs, entre 135 et 155 Mds€ en fonction de la part des EnR dans le mix électrique, dont les trois quarts dans le réseau de distribution.

VI LES CONCLUSIONS DU RAPPORT

On constate que le maintien de prix bas de l'électricité constitue un atout important pour l'économie française, comparativement à ce qu'est ce prix dans la plupart des autres pays européens. Prolonger la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel constitue dès lors la meilleure solution économique et ce pour plusieurs raisons :

1) cela permet de ne pas détruire de la valeur économique. L'industrie nucléaire est la seule industrie au monde qui vit sous la menace d'une interdiction régalienne de fonctionner du jour au lendemain alors même que sa rentabilité économique est assurée. Du coup, suite à une telle décision politique non légitimée par des arguments économiques, la valeur du parc des équipements devient nulle voire négative puisqu'il faut démanteler les centrales beaucoup rapidement que prévu (on parle alors de sunk costs ou « coûts échoués »). Détruire de la valeur économique sans raison légitime est donc injustifié ;

2) cela permet à l'économie française et tout particulièrement aux industries électro-intensives de conserver un atout dans la compétition mondiale ; l'émergence d'hydrocarbures non conventionnels abondants et bon marché aux Etats-Unis explique largement la relocalisation en cours des industries de la pétrochimie et de la gazo-chimie dans ce pays. Si on veut éviter une délocalisation industrielle de certains électro-intensifs voire encourager la relocalisation de certaines activités industrielles il faut profiter de cet atout que constitue une électricité nationale compétitive ;

3) cela permet d'attendre l'émergence de technologies plus performantes et moins coûteuses, que ce soit dans le domaine des énergies renouvelables ou dans celui de nouveaux réacteurs nucléaires (génération IV notamment) ; au-delà de 2030 des mutations technologiques sont probables et il ne faut fermer aucune porte;

4) cela permet de maintenir un appareil industriel de pointe et des compétences technologiques de haut niveau qui permettent à la France de conserver un leadership dans un secteur particulièrement prometteur dans le futur à l'échelle mondiale.

Bien évidemment il faudra investir pour allonger cette durée de vie et garantir la sûreté des installations mais c'est la solution qui, dans l'état actuel des informations disponibles, reste collectivement la moins coûteuse et procure les retombées macroéconomiques les plus fortes. En d'autres termes allonger la durée de vie du parc nucléaire actuel, sous des conditions bien précises (à la fois en termes de sûreté et d'investissements nouveaux) est la solution qui, sur le plan économique, permet de minimiser le regret maximal (critère du minimax-regret). Il faut bien comprendre que l'intérêt du nucléaire tient aujourd'hui au fait que le parc est largement amorti et que l'allongement de sa durée de vie, même si elle est coûteuse, reste meilleur marché que d'investir massivement dans de nouveaux équipements. Cela suppose que la demande d'électricité restera forte en France. Le rapport exclut de fait les scénarios très volontaristes qui affichent une réduction de moitié voire plus de la demande d'énergie (et d'électricité) à l'horizon 2050. Certes le potentiel d'économies d'énergie est important mais il ne faut pas perdre de vue que la population française va s'accroître et avec elle les besoins en énergie. Cela suppose aussi que l'acceptabilité sociale du nucléaire ne sera pas remise en cause, ce qui revient à exclure un accident nucléaire majeur en France.

Il n'en reste pas moins que pour ce rapport, comme pour celui de la Cour des Comptes, des incertitudes demeurent qui ont été signalées et doivent impérativement être considérées avec attention : incertitudes liées au coût d'un accident nucléaire, d'une part, incertitudes liées au coût de démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets à long terme, d'autre part.

VII UNE PREMIERE INCERTITUDE : LE COÛT D'UN ACCIDENT NUCLEAIRE

On peut noter, avec la Cour des Comptes, que des crédits publics ont permis de financer de la recherche nucléaire fondamentale, mais aussi de la recherche plus appliquée liée à la sûreté des installations et que ces crédits ne sont pas nécessairement comptabilisés dans les dépenses d'EDF. Le coût pour la société n'est donc pas le même que celui pour l'exploitant et il importe de tenir compte de ces « externalités ». Il est au demeurant difficile de distinguer entre crédits affectés à la recherche civile et crédits affectés à la recherche militaire. A juste titre la Cour note que les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche chaque année du montant rapporté par la taxe sur les INB (installations nucléaires de base), de sorte que ce que l'Etat dépense de la main droite, il le récupère de la main gauche. Plus problématique serait la prise en compte du coût d'un accident nucléaire grave. Le risque nucléaire est un risque assurable mais qui bénéficie d'un statut dérogatoire du droit commun. Le risque nucléaire n'est pas assimilable à un risque industriel classique : sa probabilité d'occurrence est très faible mais en cas d'accident les conséquences économiques sont très importantes. Le système français (et européen) d'assurance est proche du système américain tel que formalisé dans le Price Anderson Act de 1957. En cas d'accident la responsabilité est « objective » (la victime n'a pas à démontrer la faute, il lui suffit d'établir le lien entre le fait générateur et le préjudice subi), la responsabilité est canalisée sur l'exploitant de l'installation nucléaire, mais en contrepartie elle est limitée dans le temps (10 ans pour engager la procédure) et dans son montant : pour que le risque demeure assurable divers plafonds sont prévus. Les Conventions de Paris (1960) et de Bruxelles (1963) prévoient trois tranches d'indemnisation. Une première tranche est à la charge de l'exploitant (qui doit s'assurer auprès de sociétés d'assurance), une seconde tranche est à la charge de l'Etat où se situe l'exploitation et une troisième tranche est à la charge du pool des Etats européens signataires des deux Conventions. Signalons que certains Etats sont signataires d'une autre Convention (celle de Vienne) mais que certains pays restent en dehors de toute convention internationale et ont une législation purement nationale ce qui implique que les dommages transfrontaliers ne peuvent pas être pris en compte (cas des Etats-Unis, du Japon, de la Chine notamment). Mais dans tous les cas de figure les plafonds d'indemnisation prévus restent faibles et loin des chiffres avancés par la catastrophe de Fukushima par exemple. Cela implique qu'en cas d'accident majeur c'est l'Etat du pays concerné qui demeure « l'assureur en dernier ressort », c'est donc le contribuable qui paiera. Ce n'est toutefois pas spécifique au nucléaire. Toutes les grandes catastrophes donnent lieu à intervention de l'Etat qui finance sur fonds publics ce que les compagnies d'assurance et de réassurance ne financent pas. L'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) considère que plusieurs types de coûts doivent être pris en compte en cas d'accident : le coût des dégâts directs sur le site accidenté, le coût de décontamination des populations à court et à long terme, le coût de décontamination des territoires contaminés (y compris les mesures de compensation pour les populations déplacées), les coûts macroéconomiques indirects (impact sur l'activité économique, impact sur le tourisme, sur la production agricole, le tout sous forme de baisse du PIB). Les estimations de l'IRSN donnent un coût moyen compris entre 70 milliards d'euros pour un accident de type Three Mile Island à 430 milliards d'euros pour un accident de type Fukushima. La perte du réacteur lui-même ne représente que 2% du coût total. Près de 40% sont imputables aux conséquences radiologiques (nettoyage du site, conséquences sur la santé,

relocalisation des populations et coût des terres perdues). Les coûts d'image (chute du tourisme, boycottage des produits agricoles), et les pertes indirectes de production agricole ou industrielle peuvent représenter jusqu'à 38% de la facture. Le coût énergétique induit est estimé à 20% du coût total : un accident majeur entraînerait une réduction inévitable de la durée d'exploitation voire une fermeture partielle du parc nucléaire, sous la pression de la population, donc un manque à gagner sous forme de kWh, et nécessiterait de recourir à des énergies alternatives (importations de gaz ou de charbon, investissements accélérés dans les énergies renouvelables). On peut comparer ces chiffres à ceux d'autres catastrophes : le tremblement de terre de Kobé (100 milliards de dollars), l'ouragan Katrina (125 milliards de dollars). Le nombre de morts liés à la catastrophe est lui aussi un sujet de controverse : le nombre de morts liés à l'exploitation du charbon est de plusieurs milliers chaque année dans le monde (notamment en Chine), la catastrophe de Bhopal a tué 3500 personnes en une nuit, la rupture du barrage de Malpasset a fait 423 morts ou disparus en France, alors que le nucléaire civil a peu tué directement dans le monde, exception faite sans doute de Tchernobyl. Mais certains considèrent que la mortalité indirecte sous forme de cancers est loin d'être négligeable. Les difficultés à évaluer la mortalité indirecte à long terme, les problèmes méthodologiques soulevés par l'estimation de la valeur de la vie humaine ne facilitent pas les calculs et alimentent les controverses.

VIII UNE SECONDE INCERTITUDE : LE COÛT DU DEMANTELEMENT DES INSTALLATIONS ET DU STOCKAGE DES DECHETS RADIOACTIFS

Il est difficile par nature d'estimer les coûts futurs de démantèlement des installations nucléaires ou de stockage des déchets mais il est faux de dire que ceux-ci ne sont pas pris en compte dans le calcul du prix de revient du kWh nucléaire. Ils donnent d'ailleurs lieu à constitution de provisions de la part des opérateurs (EDF, CEA et AREVA). Le stockage des déchets HAVL et MAVL (déchets à haute ou moyenne activité et vie longue) dans un site souterrain prévu à 500 mètres de profondeur (projet CIGEO à Bure dans la Meuse) était estimé à 14,4 milliards d'euros en 2009. L'Andra a revu récemment le coût qui passerait à 35,9 milliards d'euros mais ce chiffre est contesté par certains producteurs de déchets et le Ministère devrait fournir des estimations précises avant que ne s'ouvre le débat public sur ce projet CIGEO. Même si, en pourcentage, le coût du stockage ne représente qu'une très faible proportion du prix de revient du kWh nucléaire (de l'ordre de 1%) il est important que les chiffres soient connus de façon fiable afin que les opérateurs constituent les provisions nécessaires au financement le moment venu. Notons que la répartition des contributions entre producteurs de déchets se fera au prorata du volume estimé des déchets : 78% pour EDF, 17% pour le CEA et 5% pour Areva. La Cour des Comptes suggère dans son rapport que l'on reconsidère à la hausse les provisions actuelles. D'autres questions vont également se poser : comment se fera la tarification destinée à recouvrer les fonds nécessaires ? On peut envisager une tarification au moment de la réservation des capacités de stockage, ou au contraire au moment de l'enfouissement des colis. Les conséquences financières ne seront pas les mêmes selon le système retenu car la réservation et l'enfouissement se feront à des périodes très différentes. Il faudra aussi mettre en œuvre une tarification adéquate permettant de récupérer à la fois les coûts fixes et les coûts variables liés à la gestion de ces déchets. Les questions de coûts et de dérive des coûts sont, avec les problèmes de sûreté, des éléments très sensibles dans les débats publics.

IX CONCLUSION

La Cour des Comptes a raison de souligner qu'il n'y a pas de coûts cachés dans l'estimation du kWh nucléaire et du coup la compétitivité du kWh nucléaire demeure un atout pour l'industrie française comme pour le particulier confronté à un risque croissant de précarité. On connaît bien les coûts supportés dans le passé, y compris les coûts financés sur crédits publics dans le domaine de la recherche. Il y a en revanche des incertitudes concernant les coûts futurs, que ce soit les coûts de jouvence, ceux du démantèlement des installations ou ceux qui concernent le stockage des déchets. Ces incertitudes soulèvent dès lors des interrogations concernant la pertinence des provisions constituées par les divers opérateurs, EDF spécialement. Ces provisions sont probablement sous-estimées aujourd'hui. Une autre interrogation porte sur le caractère sécurisé des provisions constituées. Les fonds doivent être disponibles le moment venu et cela concerne le long, voire le très long terme. Les opérateurs ont l'obligation de par la loi de détenir des actifs sécurisés mais ces actifs ne sont pas gérés par des fonds indépendants. Que se passerait-il dès lors si l'opérateur venait à disparaître ? Ne vaudrait-il pas mieux placer ces provisions dans des fonds de garantie indépendants, comme c'est le cas dans certains pays, l'Angleterre notamment ? C'est une question ouverte. Mais la principale incertitude concerne les conséquences économiques d'un accident nucléaire grave en France. Il est évident que le système d'assurance en vigueur ne permettrait pas de faire face à l'ensemble des coûts directs et indirects probables. Un accident de type Three Mile Island est gérable, pas un accident de type Fukushima qui nécessiterait de ce fait une prise en charge massive des coûts par le contribuable. Mais n'est-ce pas le lot commun des risques majeurs, dans l'énergie comme dans la chimie ou dans le cas des catastrophes naturelles du type tremblement de terre ?

Annexe : impacts des divers scénarios (source Rapport Energies 2050)

Analyse des 4 options						
Options / critères		Coût de l'électricité 2030	Émissions de CO2 en 2030	PIB et emplois en 2030	Balance commerciale	Sécurité d'approvisionnement
1. Accélération du passage à la troisième génération		de 60 à 73 €/MWh	20 MtCO2/an	la perte de valeur pourrait atteindre 10 Mds€ par an une fois le parc remplacé, ce qui induirait une perte d'emplois	proche de l'équilibre au périmètre de la production d'électricité	identique à la situation actuelle
2. Prolongation de l'exploitation du parc actuel		52 à 59 €/MWh	20 MtCO2/an	le facteur déterminant est le coût de l'électricité : ce scénario est donc le plus favorable	proche de l'équilibre au périmètre de la production d'électricité	identique à la situation actuelle
3. Réduction progressive du nucléaire		de 69 à 79 €/MWh	plus de 30 MtCO2/an	- 0,6 % du PIB - 100 000 à - 150 000 emplois	- 0,15 % des importations - 0,35 % des exportations déficit de 5 à 8 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	sources d'approvisionnement diversifiées, mais les importations de combustibles fossiles augmentent
4. Sortie complète du nucléaire	Substitution par les énergies renouvelables	de 92 à 102 €/MWh	30 MtCO2/an	- 0,9 % du PIB - 200 000 emplois + 0,1 % des importations	dégradation de 10 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	problème de sécurité du système électrique
	Substitution par les énergies fossiles	80 à 89 €/MWh	110 MtCO2/an	- 0,85 % des exportations	dégradation de 20 à 30 Mds€ par an au périmètre de la production électrique	dépendance accrue

Bernard Laponche

Audition de la Commission d'enquête de l'Assemblée Nationale
sur les coûts de la filière nucléaire, le 17 avril 2014.

*

Table des matières

1. CHAPITRE 1 : LE CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL ET EUROPEEN	2
1.1 LES SCENARIOS DE L' AIE	2
1.2 LA CHINE	2
1.3 LE CONTEXTE ENERGETIQUE EUROPEEN	3
<i>Le paquet énergie-climat</i>	3
<i>Les enjeux du mix énergétique européen et les scénarios de prospective énergétique</i>	3
<i>Le cas de l'Allemagne</i>	3
2. CHAPITRE 2 : LE DEVENIR DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS : ENJEUX ET INCERTITUDES	4
2.1 LES MOTS ET LES CONCEPTS	4
<i>Sur la définition de l'énergie primaire</i>	4
<i>Sur la dépendance énergétique de la France</i>	4
2.2 LES ECHANGES D'ELECTRICITE AVEC L' ALLEMAGNE ET LES PRIX SUR LE MARCHÉ SPOT	4
<i>Les échanges d'électricité</i>	4
<i>Le prix sur le marché spot français et allemand</i>	5
2.3 LA DEMANDE D'ENERGIE ET LES OBJECTIFS DE LA FRANCE	5
2.4 LA SURETE NUCLEAIRE	8
2.5 LES ENERGIES RENOUVELABLES	9
3. CHAPITRE 3 : UNE ANALYSE DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS A L'HORIZON 2050 A L'AUNE DES MODELISATIONS ETUDIEES	11
3.1 LES ECONOMIES D'ELECTRICITE	11
3.2 LE PRIX AU CONSOMMATEUR DE L'ELECTRICITE	12
3.3 IMPACTS DES OPTIONS SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT, EN PARTICULIER LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE	12
<i>Les émissions de CO2 du système de production d'électricité</i>	12
<i>L'absence de toute autre question d'environnement et de santé :</i>	12
3.4 LA FACTURE ENERGETIQUE DE LA FRANCE	13
4. CHAPITRE 4 : LES PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS	13
4.1 SUR LA REDUCTION DE LA DEMANDE	13
<i>Les objectifs</i>	13
<i>L'expertise</i>	13
4.2 COMPARAISON QUANTIFIEE DES SCENARIOS	15
4.3 ANALYSE QUALITATIVE DES OPTIONS	15
5. COMMENTAIRE GENERAL	16

*

La présente note porte sur le « Rapport Energies 2050 » du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, publié par le Centre d'analyse stratégique en février 2012

Ce rapport a été réalisé à la demande du ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, M. Eric Besson.

Les commentaires présentés dans cette note sont organisés suivant les chapitres du rapport.

1. CHAPITRE 1 : LE CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL ET EUROPEEN

1.1 Les scénarios de l'AIE

Le rapport fait très justement référence au scénario de l'AIE « *permettant de limiter la hausse de la température du globe à 2° C, en réduisant la concentration à long terme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par million (ppm) d'équivalent CO2* ».

Le rapport nous dit que la consommation énergétique mondiale augmenterait de 23% sur la période 2009-2035 dans ce scénario, à comparer à 51% dans le scénario tendanciel.

Sur la question climatique, le rapport se concentre sur la nécessité de recourir aux énergies non carbonées, nucléaire et renouvelables.

Mais il « oublie » de signaler le résultat fondamental des études de l'AIE : le facteur de loin le plus important pour la réduction des émissions de CO2 est l'efficacité énergétique au niveau de la demande, comme l'indique le tableau suivant, extrait de « World Energy Outlook 2010 » (page 394).

Les politiques et mesures de réduction des émissions de CO2 dans le scénario 450 ppm en 2050

	Réduction des émissions par rapport au scénario tendanciel		
	2020	2030	2035
Réduction des émissions de CO2 (milliard de tonnes)	3,5	15,1	20,9
Politiques et leurs effets			
Efficacité énergétique	71%	49%	48%
<i>Au niveau de la demande (direct*)</i>	34%	24%	24%
<i>Au niveau de la demande (indirect*)</i>	33%	23%	23%
<i>Au niveau de la production d'électricité (rendement)</i>	3%	2%	1%
Energies renouvelables	18%	21%	21%
Biocarburants	1%	3%	3%
Nucléaire	7%	9%	8%
CCS (séquestration CO2)	2%	17%	19%

* « Direct » fait référence aux émissions de CO2 au niveau des consommateurs (combustion de combustibles fossiles pour le chauffage des bâtiments, la production industrielle, les transports), « Indirect » fait référence aux émissions au niveau du secteur énergétique, en amont du consommateur final, essentiellement du fait de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles (et surtout le charbon).

Ainsi, l'efficacité énergétique au niveau de la consommation d'énergie est de loin la politique la plus importante pour la réduction des émissions de CO2 au niveau mondial, quel que soit l'horizon considéré. Viennent ensuite les énergies renouvelables. Le nucléaire est loin derrière. Quant à la séquestration du CO2, elle reste encore aujourd'hui marquée d'incertitudes.

1.2 La Chine

La Chine, pour reprendre la phrase du rapport, « est regardée avec attention ». Cela est bien normal mais il faut savoir comparer des choses comparables.

En page 3, on s'exclame que la consommation d'énergie de la Chine « *pourrait être, selon l'AIE, supérieure en 2035 de près de 70% à celle des Etats-Unis !* ». En fait cela n'aurait rien d'étonnant : on oublie de signaler que la population de la Chine est quatre fois celle des Etats-Unis.

Ensuite on nous explique que la Chine devra réduire son intensité carbone et l'on invoque à cet effet « l'hydraulique, le nucléaire et dans une moindre mesure l'éolien ». A nouveau, pas un mot de l'efficacité énergétique alors que, dans les objectifs affichés par le gouvernement chinois, elle doit jouer, ici comme au niveau mondial, un rôle crucial et de premier rang.

1.3 Le contexte énergétique européen

Le paquet énergie-climat

Le rapport rappelle les objectifs européens des « Trois fois 20 », dont celui consistant à « améliorer de 20% l'efficacité énergétique ».

Le rapport cite la directive sur les échanges de quotas d'émissions ainsi que la directive sur les énergies renouvelables mais ne dit mot des directives concernant l'efficacité énergétique (dont celle de 2006), ni de l'objectif réaffirmé par le Conseil européen de juin 2010 de réduction de 20% de la consommation d'énergie par rapport au scénario tendanciel.

Les enjeux du mix énergétique européen et les scénarios de prospective énergétique

- On s'étonne que dans le graphique de présentation de la dépendance énergétique de l'UE ne figure pas l'uranium, pourtant importé à 100% (ce qui est expliqué à la page suivante).

- Les scénarios de prospective énergétique de l'UE sont bien présentés de façon très synthétique mais il est dommage que les enjeux stratégiques sur le mix énergétique européen ne soient pas mis en regard de ces scénarios car il est clair que la dépendance extérieure sera d'autant plus faible que les consommations totales seront réduites et les énergies renouvelables développées.

Le cas de l'Allemagne

Le titre choisi par le rapport « L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire » confirme bien l'intérêt central de ses auteurs. Non seulement la « sortie du nucléaire » de l'Allemagne date de 1998 mais elle ne constitue qu'une partie relativement secondaire d'une politique basée sur le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans le but, autrement plus ambitieux de réduire considérablement, voire d'éliminer, les combustibles fossiles.

Cela revient à méconnaître que l'Allemagne poursuit depuis de nombreuses années une politique volontariste en matière d'efficacité énergétique, comme en témoigne l'évolution de la consommation d'électricité pour ses usages spécifiques¹ par habitant dans le secteur résidentiel. En 1998, celle-ci se situait à un niveau identique pour la France et l'Allemagne, avant qu'on observe un décrochage net entre les deux pays, résultant en une consommation 27% plus élevée en France qu'en Allemagne en 2009². Le rapport ne mentionne pas non plus le programme ambitieux de soutien à la rénovation thermique des bâtiments, mis en œuvre par le biais de la banque publique KfW (équivalent de la Caisse des Dépôts et Consignes).

¹ Usages spécifiques : éclairage, électroménager, audiovisuel, informatique.

² Voir également Le Cahier Global Chance N°30, Septembre 2011, p. 20.

2. CHAPITRE 2 : LE DEVENIR DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS : ENJEUX ET INCERTITUDES

Le titre même du chapitre confirme que la préoccupation principale est bien l'offre d'énergie (et surtout d'électricité) alors qu'il semblait que, depuis près d'un demi-siècle, on avait compris que les actions sur la demande étaient aussi importantes que les actions sur l'offre, notamment parce qu'elles sont « sans regrets », comme le recommande le rapport.

2.1 Les mots et les concepts

Sur la définition de l'énergie primaire

Il est dommage que se perpétue, de la part d'experts de l'énergie, la définition de l'énergie primaire comme étant « *une énergie disponible dans la nature avant toute transformation* ».

Cette définition est correcte pour les combustibles fossiles et la biomasse. Par contre elle ne l'est pas pour l'électricité d'origine hydraulique, l'éolien, et le solaire et encore moins pour l'électricité d'origine nucléaire obtenue à partir de la chaleur produite dans le réacteur nucléaire par la fission de l'uranium qui constitue donc la source primaire de cette production d'électricité. La seule façon correcte de définir l'énergie primaire est d'énumérer les sources naturelles qui la constituent.

A cet égard, l'uranium devrait apparaître dans les énergies primaires et on ne devrait pas qualifier d'électricité primaire ce qui est en fait la chaleur produite dans le réacteur nucléaire.

Sur la dépendance énergétique de la France

Tout le monde sait bien que l'uranium qui est la source primaire de la production d'électricité est totalement importé. Pourquoi donc s'obstiner à répéter que la « *production nationale d'énergie primaire s'est élevée en France à 138,6 Mtep* » dont 80% de nucléaire ?

Pourquoi ne pas dire que la sécurité d'approvisionnement énergétique dépend de plusieurs facteurs, de caractère économique, stratégique, etc., plutôt que d'utiliser une telle fiction ?

2.2 Les échanges d'électricité avec l'Allemagne et les prix sur le marché spot

Les échanges d'électricité

Le rapport insiste sur le fait que, notamment du fait de l'arrêt de centrales nucléaires en Allemagne, le solde annuel des échanges d'électricité est devenu exportateur en 2011. Effectivement, alors que, contrairement à ce que beaucoup pensaient, le solde des échanges d'électricité était auparavant en faveur de l'Allemagne (en 2010, du côté français, 16,1 TWh d'importations et 9,4 TWh d'exportations³), il s'est inversé en 2011 (8,4 TWh d'importations et contre 10,8 TWh d'exportations). Mais ce phénomène est resté conjoncturel et le solde s'est à nouveau inversé, avec des écarts plus importants, comme le montrent le tableau et la figure suivants.

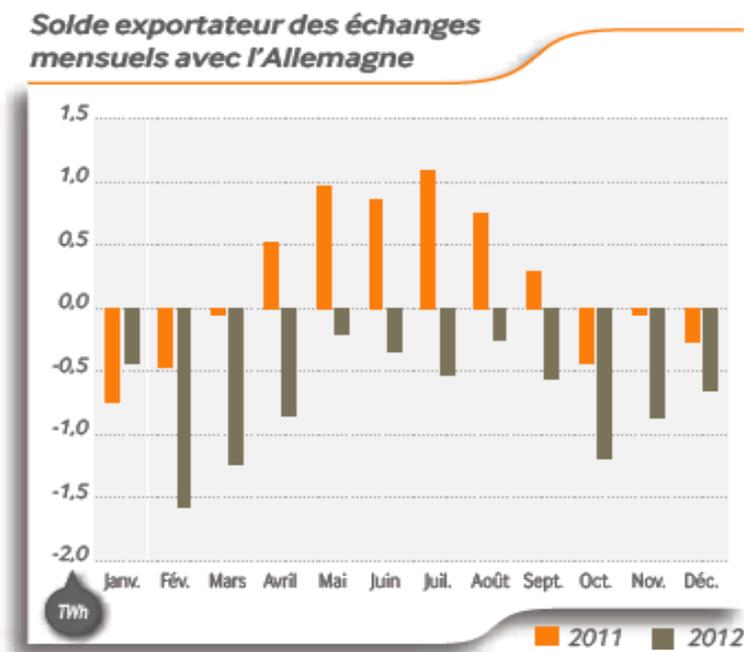
Echanges d'électricité entre la France et l'Allemagne

France - TWh	2010	2011	2012	2013
Exportations	9,4	10,8	5,2	5,3
Importations	16,1	8,4	13,9	15,1
Exportations - Importations	- 6,7	+ 2,4	- 8,7	- 9,8

³ Source : RTE

Figure 1 : Solde exportateur des échanges mensuels avec l'Allemagne en 2012

RTE : L'année 2012 a montré une augmentation des importations depuis l'Allemagne. Pour la première fois, tous les mois de l'année présentent un bilan importateur moyen net vis-à-vis de l'Allemagne



On note en particulier les fortes importations en février 2012 du fait de la pointe due au chauffage électrique particulièrement développé en France.

Le prix sur le marché spot français et allemand

De la même façon, le rapport annonce que « le différentiel de prix s'est inversé à l'annonce du moratoire allemand sur la production nucléaire : le prix de marché allemand **dépasse désormais** souvent le prix français ».

Or, le rapport RTE sur le bilan électrique 2011 nous dit :

« Le moratoire sur le nucléaire en Allemagne a induit une inversion du différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand à partir du 15 mars, le prix spot allemand devenant supérieur au prix spot français ; ce différentiel de prix s'est creusé de juin à mi-septembre sous l'effet de la bonne disponibilité du parc nucléaire français durant l'été. À l'approche de l'hiver, les prix se rapprochent de nouveau sous l'effet de la hausse de la consommation française ».

Et, en 2013 :

« En 2013, la moyenne annuelle des prix spot de la bourse de l'électricité se situe à 43,2 €/MWh en France. Comparés aux pays voisins, ils sont parmi les moins élevés ; seule l'Allemagne en moyenne a des prix inférieurs (37,8 €/MWh) ».

2.3 La demande d'énergie et les objectifs de la France

Le rapport place sous le titre général « **Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également sur ses perspectives énergétiques** » à la fois les objectifs de politique énergétique de la France dans le respect des engagements européens et les questions de sûreté nucléaire. Nous examinons ici le premier point.

Le rapport confirme :

- a) Les décisions de la loi Pope, en citant la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 mais en oubliant l'objectif de réduction de l'intensité énergétique finale⁴.
- b) Les engagements du paquet climat :
 - une part de 23% des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020 ;
 - une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 14% sur le secteur non ETS par rapport aux émissions de 2005 et de 21% dans le secteur ETS ;
 - l'amélioration de 20% de l'efficacité énergétique à l'horizon 2020 (voir explication ci-dessous).

Le sous-chapitre (3.1) sur la « nécessaire maîtrise de la demande » nous présente les objectifs de la politique française en matière de maîtrise de la demande :

« Au total, la politique nationale en faveur de l'efficacité énergétique doit permettre une diminution des consommations d'énergie à l'horizon 2020 comprise entre 19,7% et 21,4% ». C'est bien le scénario officiel présenté par la ministre Nathalie Kosciusko-Morizet le 16 décembre 2011.

Ce scénario donne pour objectif en 2020 une consommation énergétique finale de 128 à 131 Mtep, inférieure de 17% à 19% à celle de 2009 (158 Mtep). Cette réduction de l'ordre de 28 Mtep sur une dizaine d'années est tout à fait importante et constitue l'un des points les plus notables de ce rapport, bien que passant relativement inaperçu⁵.

Le respect de ces engagements, officiellement transmis à la Commission européenne, n'est pas considéré dans ce rapport comme l'un des critères de jugement des différents scénarios.

La réduction des consommations énergétiques finales est bien reconnue comme un objectif majeur de la politique énergétique du gouvernement. Les politiques et mesures nécessaires pour atteindre les objectifs fixés devraient donc occuper une place beaucoup plus importante dans ce rapport que les deux petites pages qui lui sont consacrées. Elles traitent de façon très succincte des bâtiments et des transports, sans information sur les moyens, notamment financiers, à mettre en œuvre. Bref, un texte bien pauvre sur un sujet central.⁶

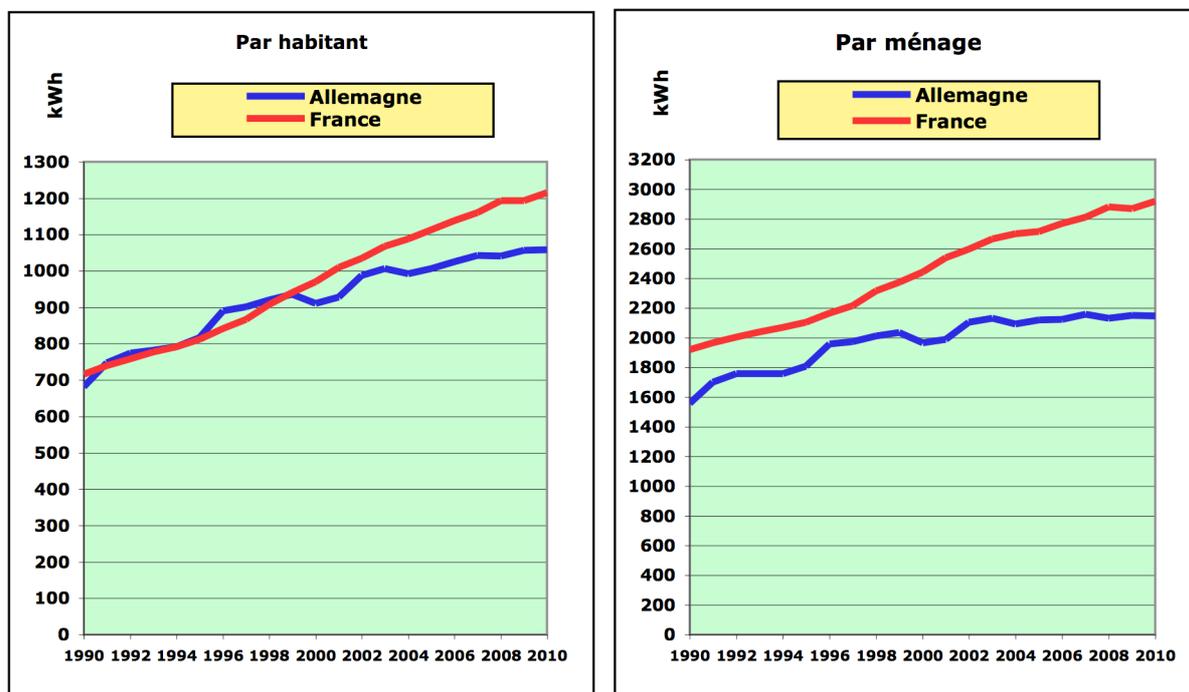
Les **économies d'électricité** sont évoquées (« la consommation d'électricité par habitant est l'une des plus élevées d'Europe ») mais si l'on pointe avec raison le chauffage électrique, on semble ignorer que 52% de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel (en 2008) concerne les usages spécifiques (électroménager, audiovisuel, informatique) et qu'il y a là un potentiel d'économies considérable (ce que montre la comparaison à l'Allemagne par exemple : figure 2) : La consommation d'électricité pour les usages spécifiques dans le secteur résidentiel est, en France par rapport à l'Allemagne, 15% plus élevée par habitant et 27% plus élevée par ménage.

⁴ Atteindre en 2015 une réduction annuelle de l'intensité énergétique finale de 2% ; et de 2,5% en 2030.

⁵ Comme l'est, encore plus sans doute, la réduction de la consommation finale d'électricité dans le même scénario de 424 TWh constatés en 2009 à environ 390 TWh en 2020 (soit - 8 à 9%).

⁶ On pourra constater la différence entre les petits textes généraux sur la demande et, par exemple, le degré de détail avec lequel on traite de la question des lignes électriques.

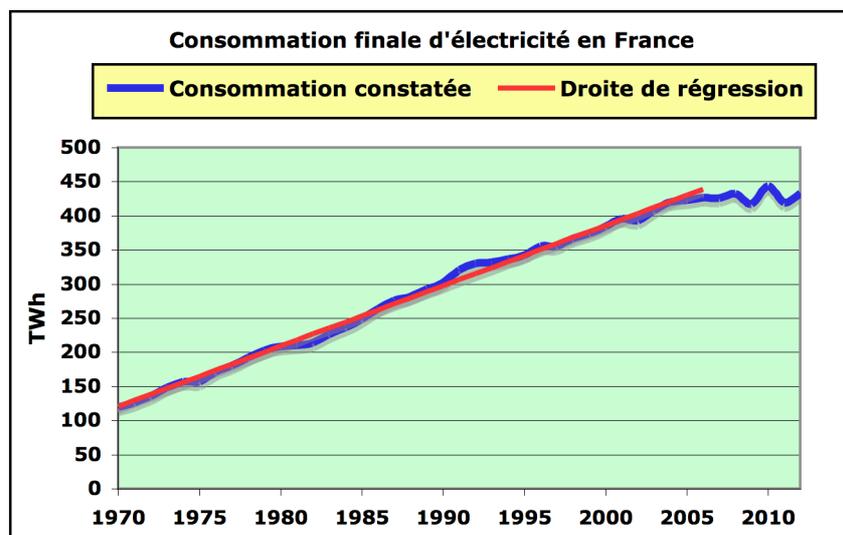
Figure 2 : Comparaison entre l'Allemagne et la France de la consommation d'électricité pour les usages spécifiques dans le secteur résidentiel en 2010



Remarque :

On a coutume d'utiliser des exponentielles pour qualifier les évolutions des consommations d'électricité. C'est ainsi que, dans les années 1970, la « règle d'or » était le doublement de la consommation d'électricité tous les dix ans (soit selon la courbe 10 puissance 7). Dans la réalité, comme on peut le constater sur la figure suivante, la courbe d'évolution de la consommation d'électricité entre 1970 et 2006 a été une droite (augmentation annuelle de 8,8 TWh par an), suivie d'une quasi stabilisation depuis 2006.

Figure 3 : Consommation finale d'électricité en France de 1970 à 2012



Historiquement, la consommation d'électricité constatée a toujours été inférieure aux prévisions.

2.4 La sûreté nucléaire

La question du risque nucléaire est traitée sous le titre « ***L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires*** ».

Le paragraphe qui ouvre cette partie mérite d'être cité :

« L'accident de Fukushima nous rappelle que le risque zéro n'existe pas. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui est une autorité administrative indépendante en charge du contrôle de la sûreté nucléaire, souligne pour sa part, et depuis sa création, qu'il est impossible de garantir qu'il n'y aura pas d'accident nucléaire dans notre pays, tout en ajoutant que cette probabilité est faible et qu'elle cherche à la réduire. Son rôle consiste à s'assurer que les installations nucléaires sont sûres et à les arrêter en cas de doute ».

A partir de là, le reste du sous-chapitre n'est qu'un exposé relatif essentiellement aux évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima de l'ASN. Toutes les questions épineuses, par exemple sur le retraitement, la production de plutonium et le MOX comme sur la production et la gestion des matières et déchets radioactifs sont soigneusement évitées. Et même les évolutions technologiques futures, qui pour les énergies renouvelables par exemple posent des tas de problèmes pour les auteurs du rapport, sont présentées comme des voies royales dans le cas du nucléaire (mise à niveau de la génération 2 ; construction en série de la génération 3, EPR ; développement de la génération 4...).

La sûreté des centrales nucléaires

En renvoyant le problème de la sûreté nucléaire aux seules décisions de l'ASN, le rapport élude totalement la responsabilité politique vis-à-vis du risque nucléaire et la discussion qui suivra sur la contribution du nucléaire au futur mix électrique français se limitera à la question économique alors qu'un véritable exercice de prospective à long terme devrait évidemment prendre en compte cette dimension fondamentale.

Or les organismes de contrôle de la sûreté nucléaire sont eux-mêmes plus que nuancés par rapport aux certitudes du rapport.

L'ASN a confirmé en effet que la poursuite de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans n'était absolument pas garantie (déjà l'avis de l'ASN de poursuivre au-delà de la troisième décennale n'est émis qu'accompagné de demandes de modifications qui peuvent être importantes).

Le directeur général de l'IRSN a déclaré en mars 2013 : « *Fukushima ne remet pas en cause l'utilisation de la fission nucléaire comme source d'énergie. Mais il faut des technologies éliminant les risques d'accident aussi grave. Cela demande peut-être de changer de paradigme, d'imaginer d'autres types de réacteurs et d'arrêter la course à la puissance.* »

Et le président de l'ASN, en mai 2013 : « *Nous disons clairement, depuis un certain temps déjà, pas seulement à la suite de Fukushima, que l'accident est possible en France, et qu'il faut donc se préparer à ce type de situation, y compris à des crises importantes et longues. Nous avons engagé en 2005 un travail, là encore en mode ouvert, avec l'ensemble des parties prenantes, sur la gestion dite post-accidentelle, pour voir comment nous pourrions gérer des crises majeures et longues, et ce travail se poursuit. Il était bien inspiré : Fukushima n'a fait que confirmer la pertinence du sujet, sur lequel nous avons des travaux importants à mener.* »

Il eut été essentiel que, dans un exercice de prospective destiné à éclairer la décision politique, ne soit pas éliminée la question du risque nucléaire, non seulement dans sa

*dimension environnementale et de santé mais également dans sa dimension économique*⁷.
La possibilité du « doute » de la part de l'autorité de sûreté aurait dû être analysée dans ses conséquences possibles.

Les questionnements sur le combustible nucléaire

- Pas d'analyse de la question du combustible, en particulier sur l'enchaînement retraitement, plutonium, MOX.
- Pas d'examen des conséquences de l'arrêt des 900 MW sur cette pratique
- Avec une perspective lointaine et incertaine de surgénérateurs au plutonium (et au sodium...).
- Pas d'analyse, y compris économique, sur la gestion des matières et déchets nucléaires

2.5 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont mieux traitées que l'efficacité énergétique : le rapport rappelle l'objectif contraignant de la contribution de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale et même reconnaît que « *les énergies renouvelables détiennent globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire* ».

Mais, après cet hommage ambigu, les « experts appellent au sérieux :

- Les énergies renouvelables « *ne sont pas exemptes de critiques...l'éolien terrestre comme maritime pose des problèmes de nuisances visuelles et sonores...* ».
- Les autres EnR (autres que l'éolien), notamment le solaire, sont considérées comme trop coûteuses...
- Les Espagnols ont bien des difficultés avec leurs EnR...

Bref, à côté de la simplicité et de l'innocuité du nucléaire, les énergies renouvelables font figure d'épouvantail.

On retiendra toutefois l'avant-dernier paragraphe de ce chapitre 3 qui offre une critique implicite assez savoureuse de la politique suivie en France depuis une demi-siècle :

« A un tel horizon⁸, dans un contexte de fortes incertitudes techniques et économiques, une vision énergétique doit privilégier la réversibilité. Il ne faut donc pas s'enfermer dans une trajectoire unique, reposant sur l'avènement d'une technologie qui ne sera peut-être jamais rentable en raison de verrous qui ne seront finalement pas levés, ou trop dépendante d'un approvisionnement en un combustible dont le prix peut flamber ».

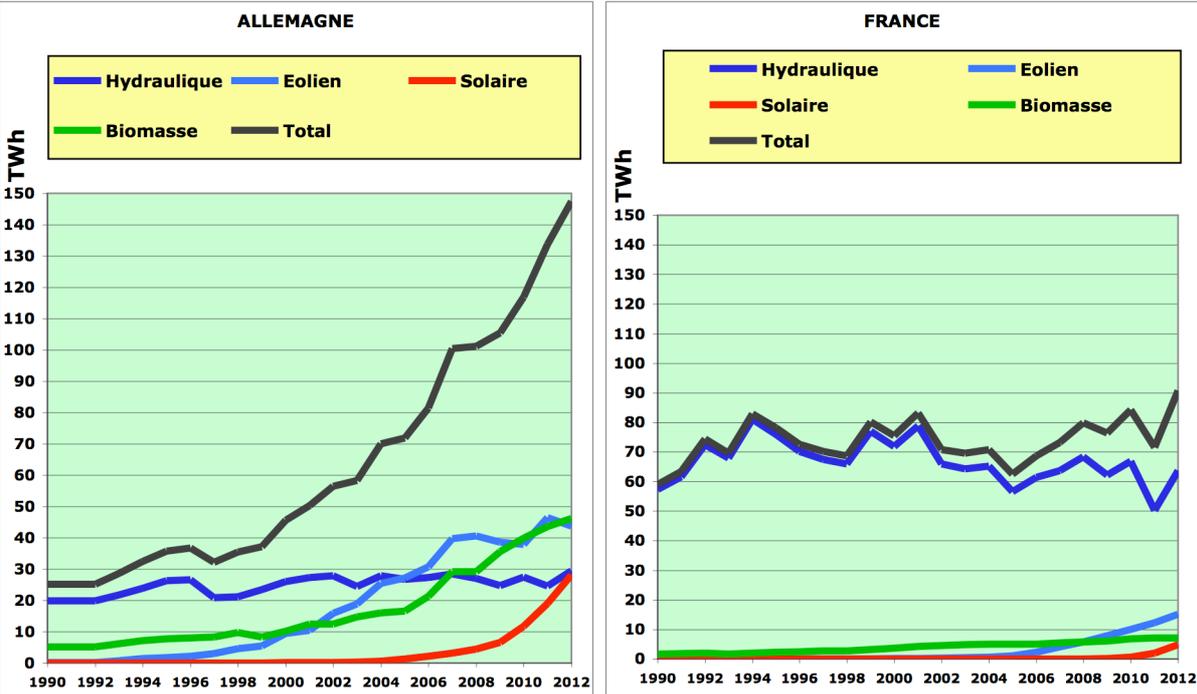
La figure suivante compare les évolutions de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables en Allemagne et en France entre 1990 et 2012.

Sachant que pour toutes les filières renouvelables, le potentiel est plus important en France qu'en Allemagne, des niveaux de production de l'ordre de 180 TWh (y compris l'hydraulique) paraissent parfaitement atteignable en France à un horizon de quinze ans.

⁷ On lit dans le chapitre 4 du rapport, dans les résultats d'un sondage réalisé en 2011 (SciencesPo/ISL pour l'ADEME) sur la question « *Je vais vous citer un certain nombre de problèmes d'environnement. Quels sont les deux qui vous semblent les plus préoccupants* », que ce sont la pollution de l'eau et les risques du nucléaire qui arrivent en tête.

⁸ 2050.

Figure 4 : La production d'électricité d'origine renouvelable en Allemagne et en France



3. CHAPITRE 3 : UNE ANALYSE DU MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS A L'HORIZON 2050 A L'AUNE DES MODELISATIONS ETUDIEES

Le rapport analyse des scénarios produits par différents organismes ou associations aux horizons 2030 et 2050 :

- 8 scénarios énergétiques : à 2050, celui de « Négawatt » et celui de « Sauvons le climat », Négatep, chacun accompagné d'un scénario tendanciel ;
- 24 scénarios ou notes concernant la seule électricité à divers horizons : 6 scénarios d'Enerdata⁹, 3 scénarios de l'UFE à horizon 2030, 5 scénarios de RTE au même horizon, 5 scénarios d'Areva à horizon 2030 et 2050, 3 scénarios à horizon 2025 du CEA, 2 de Global Chance « Sortir du nucléaire en 20 ans » à horizon 2030.

Ce choix d'un nombre nettement plus élevé d'études portant sur la seule électricité et sur le nucléaire indique dès l'abord les préoccupations principales du rapport. On note également que des acteurs importants de la scène énergétique sont absents : ADEME, GDF-Suez, Total... Cette focalisation sur l'électricité et le nucléaire est tout de suite confirmée par la phrase « *Les scénarios que nous avons étudiés plus en détail se différencient selon le poids du nucléaire dans le mix électrique en 2030 ou 2050* », ainsi que par le choix des critères principaux de comparaison : le poids du nucléaire y figure en tête.

Ce choix méthodologique est à l'évidence dangereux car, d'une part, l'électricité ne représente que 25% de la consommation énergétique finale et que, d'autre part, son niveau de consommation dépendra fortement des choix du mix énergétique global du fait des possibilités de substitution entre produits énergétiques, dans un sens ou dans l'autre. On retrouve le syndrome très français de réduire la discussion sur l'énergie à une discussion sur l'électricité et sur le nucléaire. C'est très dommage et réduit fortement l'intérêt de ce rapport.

La comparaison des différents scénarios de prospective énergétique sera beaucoup mieux faite dans le cadre et à la suite du Débat national sur la transition énergétique qui s'est déroulé de septembre 2012 à septembre 2013. De même, la question des coûts de l'électricité et surtout de l'électricité d'origine nucléaire sera approfondie par les travaux de la Commission d'enquête de l'Assemblée Nationale.

D'une façon générale, le rapport ne cache pas sa référence, sur pratiquement tous les thèmes, aux positions de l'UFE, ce qui ne saurait nous étonner.

Nous nous contentons ici d'un certain nombre de commentaires qui nous paraissent les plus intéressants sur la méthode du groupe de travail.

3.1 Les économies d'électricité

La question des économies d'électricité n'est tout simplement pas traitée, sauf pour dire que les investissements cumulés des deux scénarios comparés sur ce sujet par le rapport sont respectivement de 100 et 70 milliards d'euros d'ici 2030 pour des économies de 64 TWh et 174 TWh pour l'UFE et Global Chance.

Les rapporteurs soulignent pour s'en féliciter que seule l'UFE a établi un « *merit order* » des opérations d'économie d'électricité (ce qui n'est pas exact puisque Global Chance s'est livré à un exercice analogue) et se fonde sur cette affirmation pour décréter « *l'investissement est de 1400 euros par MWh et par an pour l'UFE et 630 euros par MWh et par an pour Global Chance, ce qui ne paraît pas cohérent* ».

⁹ Ne sont en effet retenus dans ce rapport que les scénarios pour le secteur électrique, alors que Enerdata a produit pour la DGEC des scénarios énergétiques complets.

S'en tenir là pour un groupe « expert » n'est pas acceptable.

Il semble bien que le dit groupe n'ait pas eu la curiosité de vérifier la méthodologie et les calculs effectués par l'UFE à ce sujet. Un instant d'attention lui aurait pourtant montré que les résultats économiques (coûts d'accès aux potentiels d'économies d'électricité) affichés par l'UFE sont extrêmement discutables.

Au bout de cette analyse tronquée, il est manifeste que les scénarios à faible demande d'électricité sont totalement discrédités par le rapport.

De façon significative, les « coûts complets des économies d'électricité » ne figurent pas dans la comparaison des « coûts moyens » du MWh par scénario en 2030.

3.2 Le prix au consommateur de l'électricité

Le rapport analyse ensuite les coûts unitaires et les prix de l'électricité associés aux diverses options. L'option choisie est de ramener systématiquement le coût de l'électricité de chacun des scénarios (*à l'exclusion de toutes les autres formes d'énergie*) au coût ou au prix unitaire de l'électricité produite ou distribuée (euros/MWh).

Cette méthode est évidemment très réductrice puisqu'elle évite de signaler que la satisfaction des usagers finaux est assurée, selon les scénarios, par des fournitures très contrastées, dans un rapport deux au moins.

Les différentes considérations concernant les coûts unitaires sont donc entièrement à revoir en fonction des besoins finaux pour apprécier les factures, aussi bien pour les usagers que pour la collectivité. Les comparaisons sur les écarts de coût unitaire de l'électricité des différents scénarios sont très insuffisantes par rapport à la question essentielle des factures annuelles pour les usagers comme pour la collectivité.

Le calcul de la facture pour le consommateur a été effectué par Global Chance et cité dans le rapport. Mais celui-ci rejette les résultats obtenus (baisse nette de la facture) à cause des hypothèses faites sur le parc EPR et surtout la baisse considérée comme « drastique » de la consommation d'électricité, sans autre forme de procès.

3.3 Impacts des options sur la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le changement climatique

Avec un tel titre, on s'attendrait à une analyse, même synthétique, des impacts des différents scénarios sur les questions d'environnement et de santé liées aux systèmes de consommation et de production d'énergie.

Il n'en est rien : ce sous-chapitre ne traite que des émissions de CO₂ du système électrique français. Avec toutefois un paragraphe qui concède que « *Pour mémoire, le méthane est un puissant gaz à effet de serre, dont la capacité radiative est de 20 à 100 fois celle du CO₂¹⁰. Les fuites à l'extraction ou sur le réseau gazier peuvent donc avoir un impact très important sur le bilan (des émissions de gaz à effet de serre du système énergétique), mais ne sont pas comptabilisées ici* ».

Les émissions de CO₂ du système de production d'électricité

En ce qui concerne les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité, le texte du rapport souligne la hausse des émissions avec le recul du parc nucléaire, tout en reconnaissant que le scénario Global Chance « *parvient à stabiliser les émissions* ».

Curieusement, le scénario Négawatt est absent de cette comparaison.

L'absence de toute autre question d'environnement et de santé :

- Pollutions de l'air et de l'eau

¹⁰ Il s'agit probablement du potentiel de réchauffement global (PRG) et non de la « capacité radiative ».

- Risques d'accidents technologiques
- Déchets, notamment radioactifs

La moindre des choses eut été d'effectuer une comparaison, même grossière, des scénarios sur ces questions.

L'exemple des déchets nucléaires est cité : « *aucun des scénarios analysé ici n'a chiffré les impacts en termes de déchets (nucléaires) des différentes alternatives* ». C'est un peu court : on connaît très bien la production de déchets nucléaires par TWh d'origine nucléaire produit et de simples règles de trois eussent permis de faire cette comparaison.

Notons enfin que, au vu des déclarations de l'Autorité de sûreté, il n'est pas acceptable qu'une telle étude sur la prospective énergétique à l'horizon 2050 ne prenne en compte l'occurrence possible d'un accident nucléaire grave, voire majeur, ne serait-ce que sur le plan économique, à partir des évaluations réalisées par l'IRSN.

3.4 La facture énergétique de la France

On assiste sur la question de la facture énergétique de la France à une confusion soigneusement entretenue entre la facture globale énergétique (coût des importations d'énergie – gains par les exportations d'énergie) et la facture énergétique « *au périmètre de la production d'électricité* ».

Pour l'économie du pays, c'est bien la facture totale qui est importante. On constaterait alors que c'est le scénario Négawatt qui, sur ce plan, est de loin le plus intéressant. Le rapport le reconnaît en écrivant : « *Les concepteurs de ce scénario revendiquent d'ailleurs une volonté d'indépendance énergétique à tous les niveaux* ».

Mais la facture énergétique globale n'apparaît pas dans la comparaison des scénarios faite dans le rapport. Ce qui est montré est la **facture énergétique au périmètre de la production d'électricité** : sur le graphique qui présente les résultats (sans indication de l'unité des ordonnées), on constate bien que le scénario Négawatt 2050 présente une facture énergétique (électrique) « très peu dégradée » (et pour cause).

Curieusement, le scénario de Global Chance ne figure pas dans cette comparaison, ni d'ailleurs les scénarios ENERDATA.

4. CHAPITRE 4 : LES PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

4.1 Sur la réduction de la demande

Les objectifs

Le rapport souligne d'emblée que « *la maîtrise ou plutôt la réduction des consommations d'énergie primaire et finale va jouer un rôle décisif dans la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne à 2050 et la constitution de son mix énergétique* ».

Mais il omet de rappeler que ces objectifs, tant pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre que pour la réduction des consommations finale et primaire sont aussi, et de façon chiffrée à l'horizon 2020, ceux de la France (voir 2.3).

L'expertise

Le titre du paragraphe 1.1, « *La réduction de la demande est une variable à mieux documenter* » traduit bien l'état d'esprit du rapport qui est celui d'une défiance par rapport aux actions sur la demande mais aussi d'une faible connaissance du sujet, illustré notamment par l'absence de l'ADEME ou d'experts de ce sujet dans le groupe de travail.

La réduction de la demande n'est pas une « variable » mais une composante essentielle et indispensable de la politique énergétique (comme le rapport le souligne par ailleurs).

Les travaux d'ENERDATA sur la prospective de la demande sont reconnus au niveau national et international depuis le premier choc pétrolier, le scénario NEGAWATT est extrêmement documenté sur les politiques et mesures concernant les actions sur la demande, les travaux de Global Chance sur les économies d'électricité font également référence.

L'expérience acquise et les résultats obtenus au niveau européen

Il est dommage que le rapport n'ait pas fait référence aux nombreux travaux réalisés aux niveaux français et européen sur l'évaluation précise des économies d'énergie réalisées dans le passé, dans le cadre du programme ODYSSEE (dans lequel l'ADEME et ENERDATA jouent un rôle important).

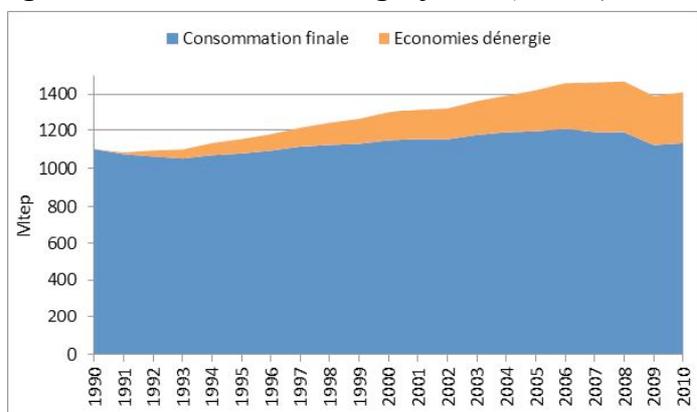
Les résultats obtenus en termes d'économies d'énergie finale dans l'Union européenne (à 27 pays) entre 1990 et 2010 sont montrés dans la figure ci-dessous.

On voit que, tandis que la consommation d'énergie finale restait à peu près stable à 1100 Mtep sur la période 1990-2010, le total des économies d'énergie réalisées sur la période s'élève à environ **2700 Mtep**.

Cette valeur est à comparer à la contribution à la consommation énergétique finale de la production d'électricité d'origine nucléaire qui a été, sur la même période, d'environ **1300 Mtep**¹¹.

En valeur annuelle, les gains sur la consommation d'énergie finale en 2010, pour UE27, sont de 277 Mtep selon ODYSSEE, soit 24% de la consommation énergétique finale totale constatée, tandis que la contribution du nucléaire à cette même consommation est d'environ 7%.

Figure 5 : Economies d'énergie finale (UE 27)



Source : « L'efficacité énergétique en Europe – Panorama des politiques et des bonnes pratiques », *European Energy Network* (2013).

La brièveté des apports du rapport sur la question de la demande d'énergie paraît assez contradictoire à la place accordée à celle-ci dans la synthèse présentée en tête du rapport :

Recommandation N° 1 :

Faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique une grande cause nationale.

¹¹ Si l'on traduit cette valeur en consommation de gaz dans des centrales à cycle combiné, on obtient à peu près le double, ce qui met à égalité les gains en économies d'énergie et les gains à attribuer au nucléaire.

4.2 Comparaison quantifiée des scénarios

Le rapport ne traite que la comparaison en 2030 entre différentes options concernant le nucléaire et pour trois grandeurs ; les capacités électriques, la production d'électricité et les émissions de CO2 de cette production (la décomposition se faisant dans ce cas par combustible fossile et technique).

Les options figurant dans les tableaux sont au nombre de cinq : prolongement du nucléaire existant, EPR accéléré, 50% de nucléaire, abandon du nucléaire et forte production d'origine renouvelable, abandon du nucléaire et forte production d'origine fossile.

Sur les 12 scénarios pris en compte pour cette comparaison (pour les deux premières grandeurs), 5 proviennent d'AREVA, 3 d'UFE, 2 de RTE, 1 de Global Chance et 1 de Negatep.

Pour une raison non expliquée, ne figurent pas le scénario NEGAWATT, ni les scénarios d'ENERDATA.

4.3 Analyse qualitative des options

En fin du chapitre 4, le rapport présente un tableau d'analyse qualitative des options classées suivant quatre rubriques : « forces », « faiblesses », « opportunités », « menaces ».

On constate dans ce tableau que chaque fois qu'une valeur chiffrée est indiquée afin d'illustrer l'appréciation qualitative qui la précède, cette valeur est celle fournie par AREVA (sans justification particulière). En voici la liste :

Option d'accélération du passage à la troisième génération

- Forces :

« Investissements nettement inférieurs à ceux qu'imposerait un scénario de sortie du nucléaire associée à un fort développement des renouvelables (économie, selon AREVA, de 200 Md€ cumulés sur 2010- 2030 et de 300 Md€ cumulés sur 2010- 2050) ».

- Faiblesses :

Surcoût en investissement par rapport à un scénario de prolongation de fonctionnement du parc actuel de l'ordre de 80 Md€ cumulés sur 2010-2030, mais nul sur 2010-2050 (hors actualisation et sans tenir compte de la hausse des prix de l'électricité), selon AREVA.

Option de réduction progressive du nucléaire

- Faiblesses :

Surcoûts importants pour la collectivité :

- coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (back-up, stockage et smart grids) ;

- investissements cumulés accrus de 70 Md€ sur 2010-2030 et de 50 Md€ sur 2010-2050, selon AREVA.

Option de sortie complète du nucléaire

- Faiblesses :

Surcoûts considérables pour la collectivité :

- coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (back-up, stockage et smart grids)

- investissements cumulés accrus de 200 Md€ sur 2010- 2030 et de 300 Md€ sur 2010-2050, selon AREVA.

- Faiblesses :

Perte nette d'emplois dans l'économie en général (même si les pertes d'emplois à court terme dans la filière nucléaire, jusqu'à 500 000 selon AREVA, pourraient être compensées par des créations dans les filières vertes).

On est en droit de s'interroger sur l'objectivité d'une telle présentation et donc sur la validité de l'analyse qualitative présentée.

5. COMMENTAIRE GENERAL

L'objectif affiché du rapport était d'examiner les trajectoires possibles du système énergétique français d'ici 2050 par la comparaison de scénarios contrastés.

De fait la majeure partie du rapport est consacrée à l'électricité (environ la moitié des pages du rapport) et même plus précisément à la production d'électricité d'origine nucléaire, seule question qui a été approfondie, de façon très sélective et fortement orientée, dans la comparaison des scénarios.

A contrario, alors que la première recommandation de la synthèse du rapport est de « *Faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique une grande cause nationale* », le rapport est très faible sur tout ce qui concerne cette composante.

Pour ce qui concerne plus particulièrement le nucléaire, préoccupation centrale et quasi exclusive de ce rapport, il eut été indispensable que, dans un exercice de prospective destiné à éclairer la décision politique, la question du risque nucléaire soit traitée sérieusement, dans toutes ses composantes, y compris dans sa dimension économique : coût de l'accident, incertitudes sur les décisions de sûreté, conséquences de celles-ci sur les coûts, opportunité de la production de plutonium, gestion des déchets...

Energies 2050 Commentaires

*

Bernard LAPONCHE

*

**Audition de la Commission d'enquête de
l'Assemblée Nationale
sur les coûts du nucléaire**

17 avril 2014

I. Du côté de la demande

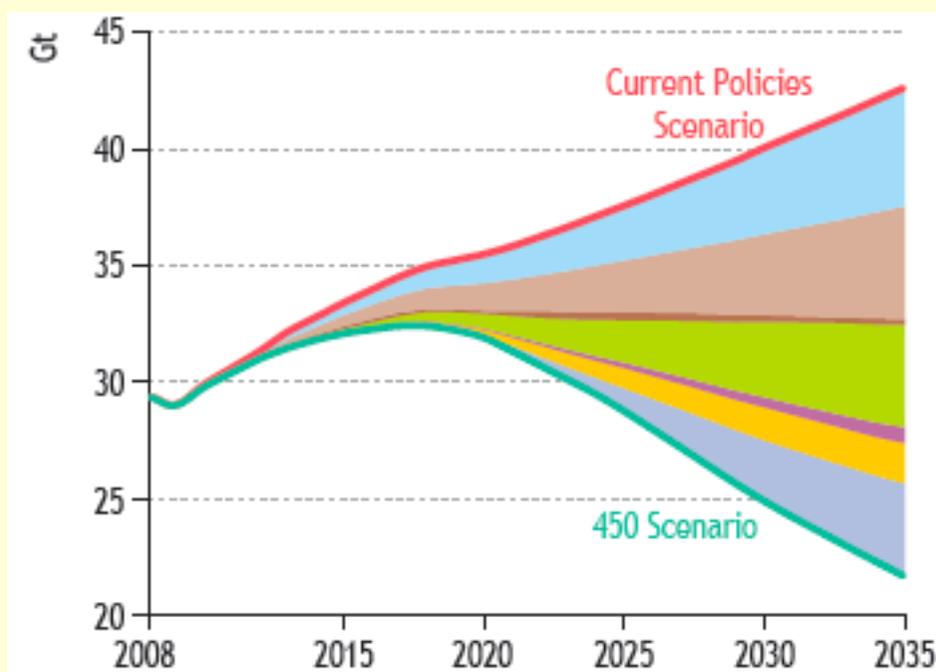
Recommandation n°1

**Faire de la sobriété et de l'efficacité
énergétique une grande cause nationale**

AIE, WEO 2010

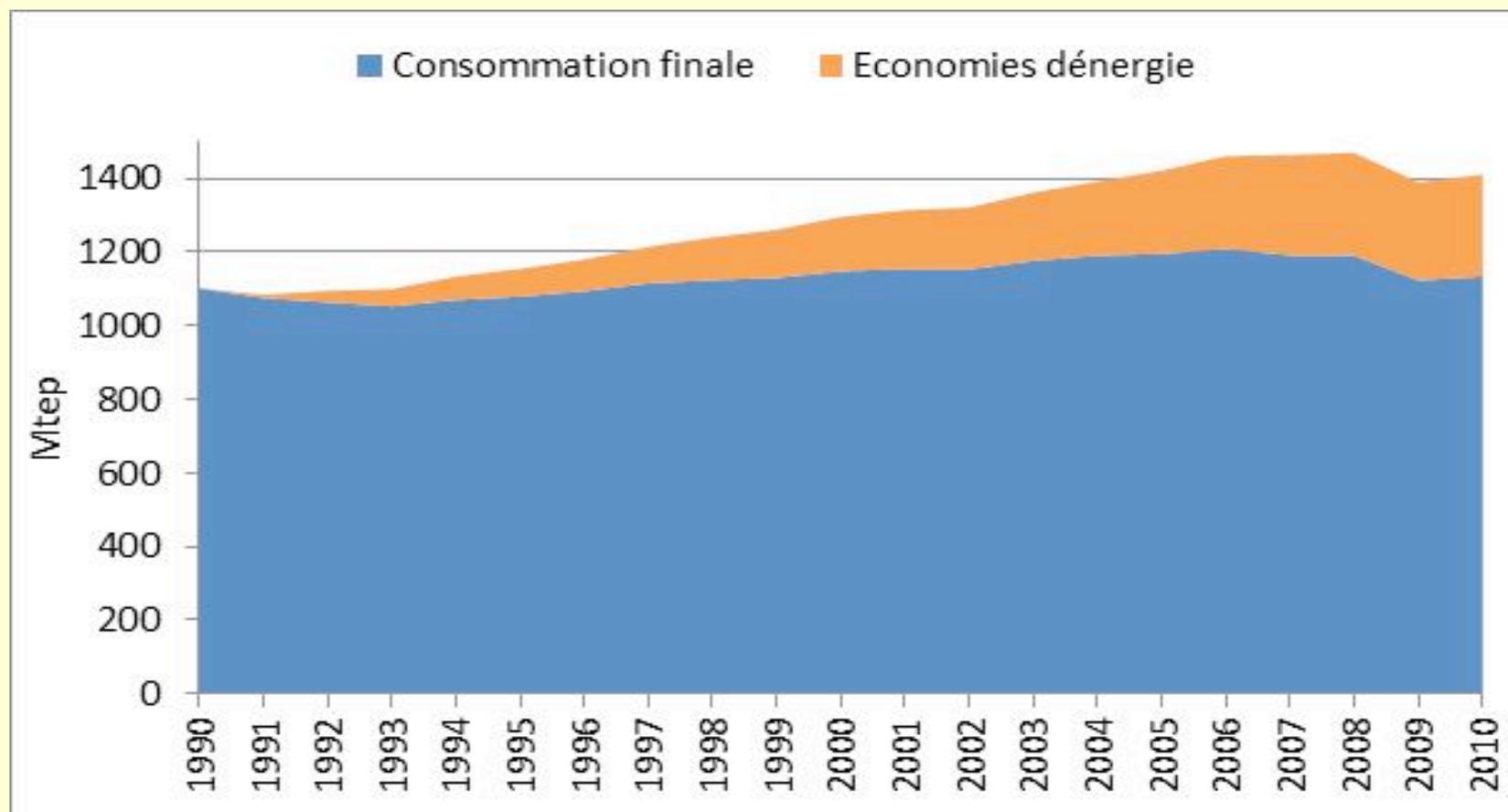
Politiques et mesures pour la réduction des émissions de CO₂ (objectif 450 ppm en 2050)

Figure 13.9 ● World energy-related CO₂ emission savings by policy measure in the 450 Scenario



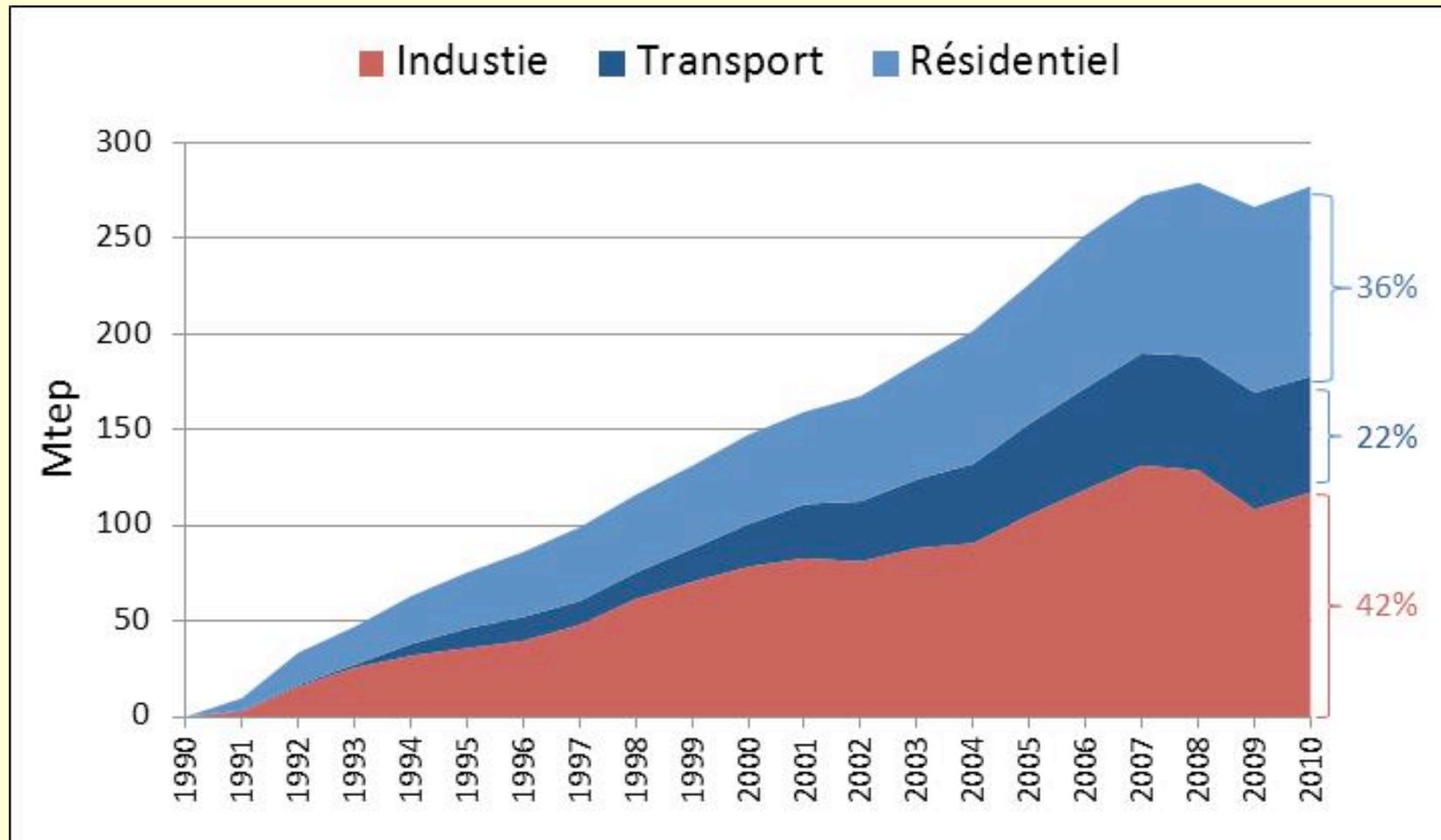
	Réduction des émissions par rapport au scénario tendanciel		
	2020	2030	2035
Réduction des émissions de CO₂ (milliard de tonnes)	3,5	15,1	20,9
Politiques et leurs effets			
Efficacité énergétique	71%	49%	48%
<i>Au niveau de la demande (direct*)</i>	34%	24%	24%
<i>Au niveau de la demande (indirect*)</i>	33%	23%	23%
<i>Au niveau de la production d'électricité (rendement)</i>	3%	2%	1%
Energies renouvelables	18%	21%	21%
Biocarburants	1%	3%	3%
Nucléaire	7%	9%	8%
CCS (séquestration CO ₂)	2%	17%	19%

Economies d'énergie en UE 27 - ODYSSEE



- **Economies cumulées sur 1990-2010 : 2700 Mtep**
- **Economie réalisée en 2010 : 277 Mtep (24% de CEF)**

Décomposition par secteur des économies d'énergie (UE 27)

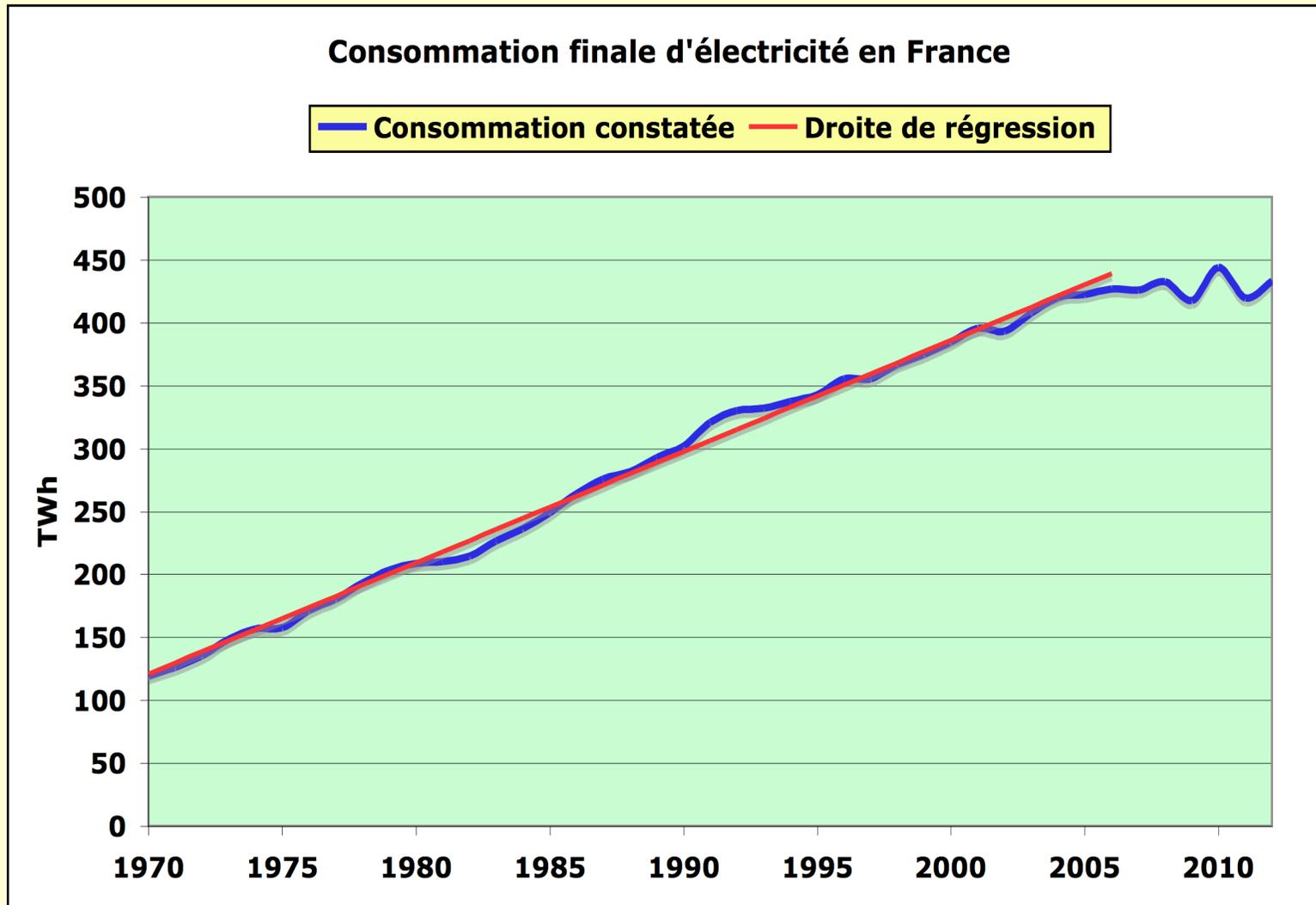


France : objectifs

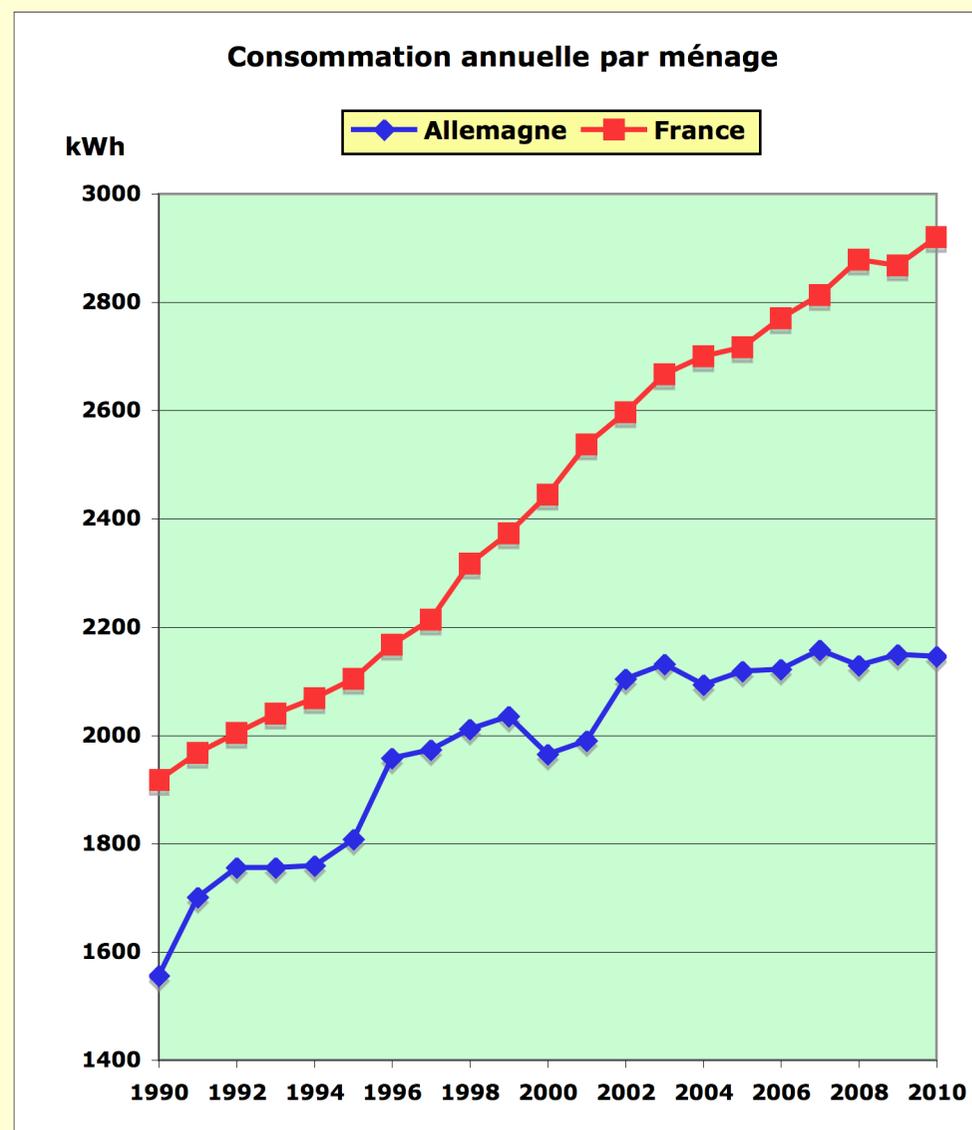
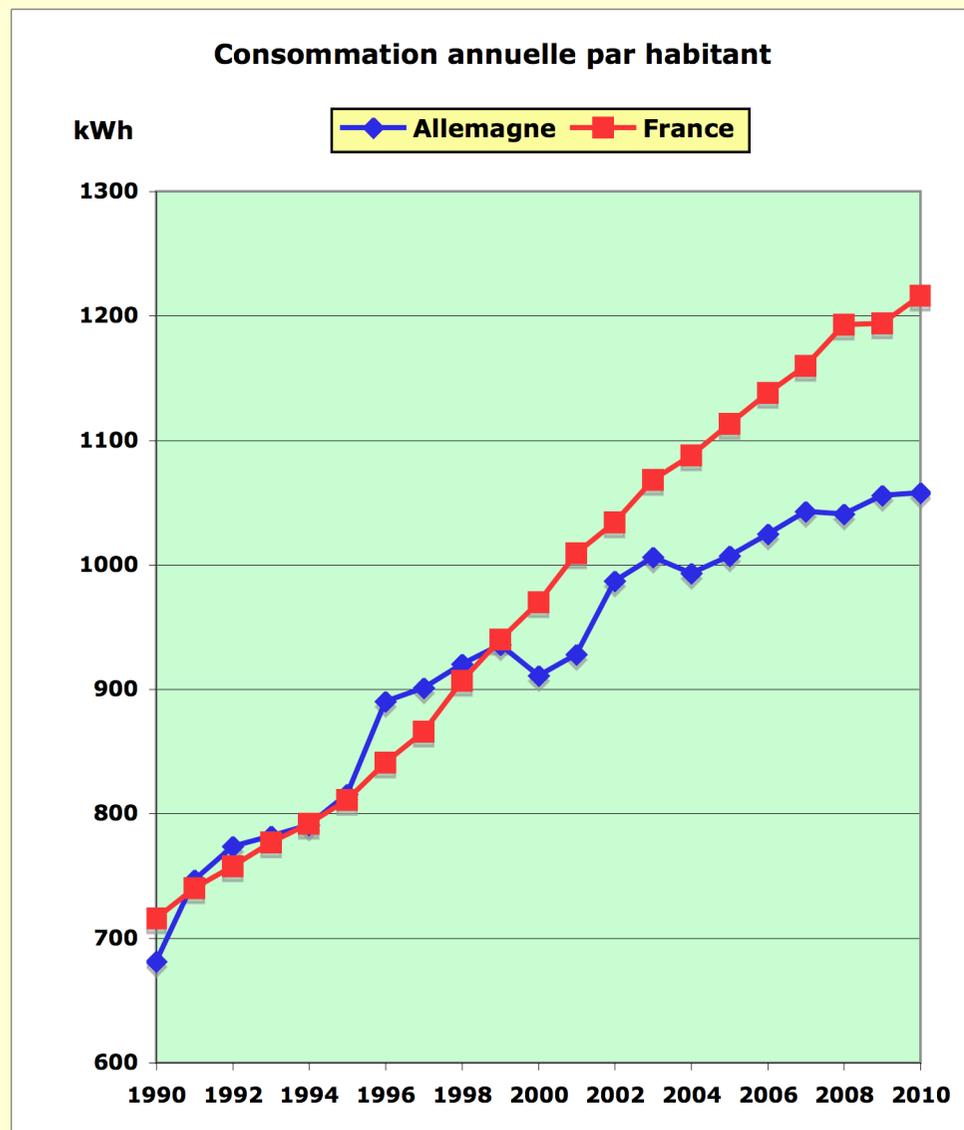
- **Loi POPE* :**
 - **Facteur 4 (2050/1990, émissions de GES), confirmé par Loi Grenelle 1 (2009).**
 - **Intensité énergétique finale : -2%/an dès 2015; 2,5% en 2030**
- **Directives européennes :**
 - **Directive Services énergétiques de 2006**
 - **Paquet énergie climat 2007-2009 (trois 20%) :**
 - **Emissions GES : 20% en 2020/1990 (vers 30%), contraignant.**
 - **Energies renouvelables : 20% (France : 23%) dans consommation énergétique finale, contraignant.**
 - **Energie primaire : -20% en 2020/tendanciel, non contraignant.**
 - **PNAEE et Directive Efficacité Energétique :**
 - **-20% consommation énergie finale en 2020/tendanciel (France)**
 - **Obligations fournisseurs énergie : 1,5% par an d'économies d'énergie**
 - **Engagement de la France pour 2020 (Dir. EE) : baisse de la CEF : 128-131 Mtep en 2020 (156 Mtep en 2010)**

* *Loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.*

Historique de la consommation d'électricité



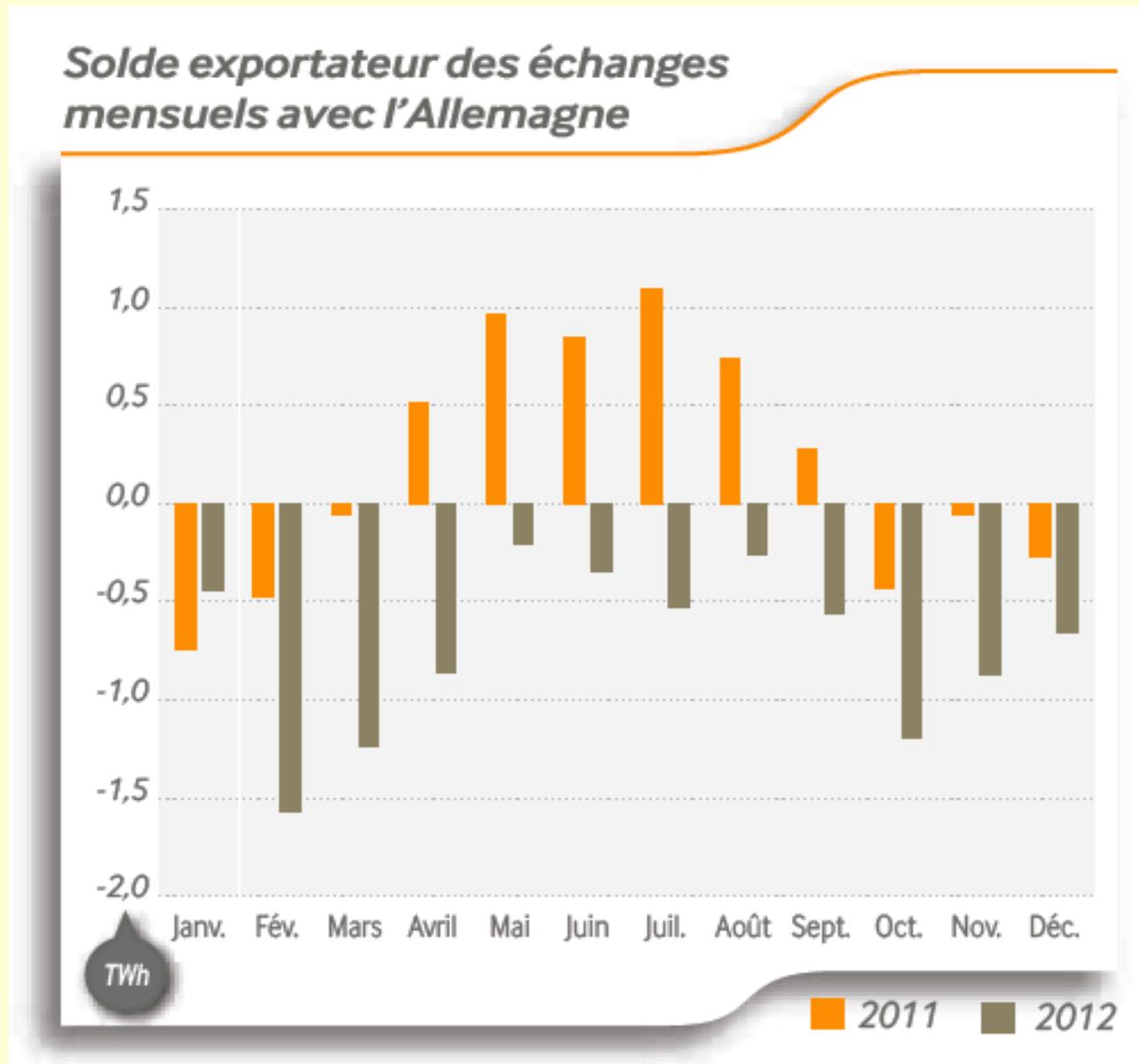
Electricité spécifique dans le résidentiel



Echanges d'électricité entre la France et l'Allemagne

France - TWh	2010	2011	2012	2013
Exportations	9,4	10,8	5,2	5,3
Importations	16,1	8,4	13,9	15,1
Exportations - Importations	- 6,7	+ 2,4	- 8,7	- 9,8

Echanges d'électricité entre la France et l'Allemagne



Marché spot de l'électricité

- **Le rapport :**

Le moratoire sur le nucléaire en Allemagne a induit une inversion du différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand à partir du 15 mars (2011), le prix spot allemand devanant supérieur au prix spot français

- **RTE :**

En 2013, la moyenne annuelle des prix spot de la bourse de l'électricité se situe à 43,2 €/MWh en France. Comparés aux pays voisins, ils sont parmi les moins élevés : seule l'Allemagne, en moyenne, a des prix inférieurs (37,8 €/MWh).

II. Du côté de l'offre

La comparaison des scénarios

- **Choix des scénarios (absence de l'Ademe)**
- **Choix de l'étude :**
 - **Réduction à : « le poids du nucléaire dans le mix électrique »**
 - **Evacuation de la demande d'électricité**
- **Comparaisons quantifiées : ni scénario Négawatt, ni scénarios Enerdata**
- **Non prise en compte des incertitudes de sûreté nucléaire ni de l'éventualité et du coût d'un accident nucléaire.**

Comparaisons quantifiées

- **Comparaisons sur capacités électriques installées (GW), productions TWh), émissions de CO2.**

**Scénarios choisis : 12, dont 5 Areva, 3 UFE,
2 RTE, 1 Global Chance, 1 Negatep**

- Absence de Negawatt et d'Enerdata.

- **Comparaison des coûts complets des options :**

- Même scénarios choisis (donc mêmes absences)

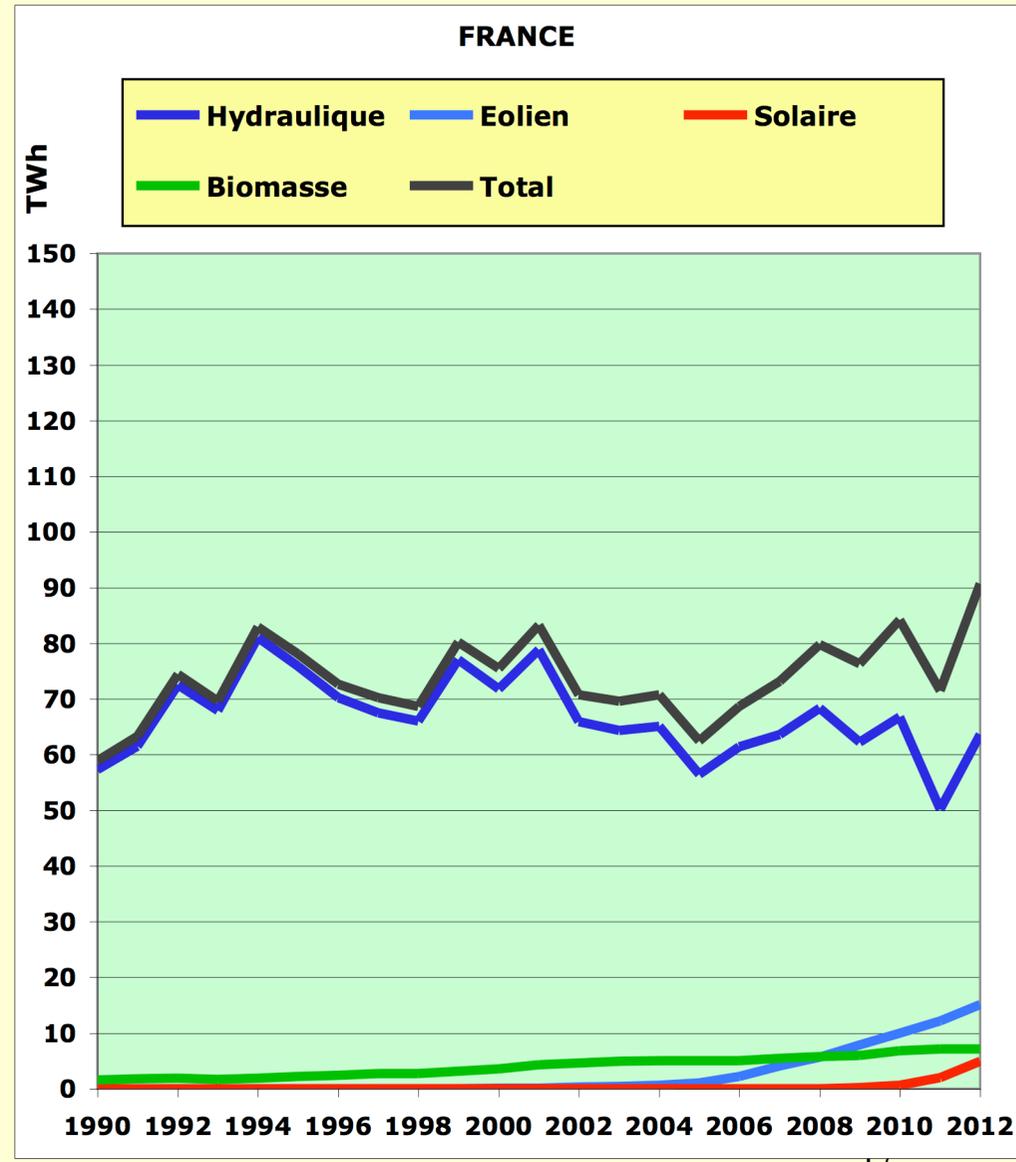
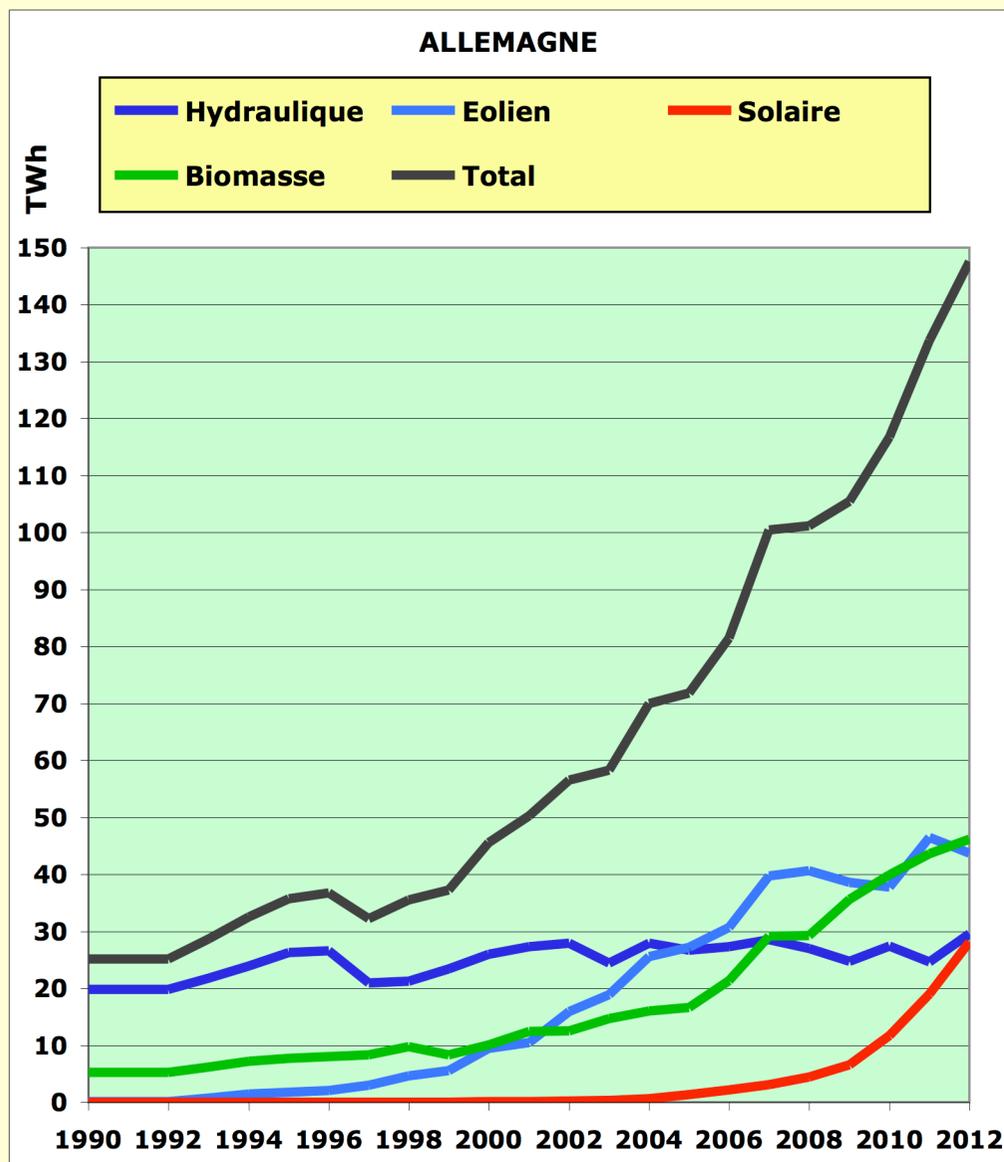
- Pour le scénario « Sortie du nucléaire-EnR fort », choix de la valeur Areva seul.

- Les « coûts complets des économies d'électricité » ne figurent pas dans cette comparaison.

Analyse qualitative des options

Chaque fois qu'une valeur chiffrée est indiquée afin d'illustrer l'appréciation qualitative qui la précède, cette valeur est celle fournie par Areva.

Electricité d'origine renouvelable



La facture énergétique de la France

Pour l'économie du pays, c'est la facture énergétique totale qui est importante.

On constaterait alors que c'est sur ce plan, le scénario Négawatt qui est le plus intéressant

Mais le rapport ne s'intéresse qu'à la facture énergétique « au périmètre de la production d'électricité. On constate bien que Négawatt 2050 présente une facture « très peu dégradée »!

Curieusement, ni le scénario Global chance ni les scénarios Enerdata ne figurent dans cette comparaison (17 scénarios, dont 10 Areva, 3 CEA et 3 UFE).

Les questions environnementales

- **Limitation aux émissions de CO2 du système de production d'électricité**
- **Absence de Négawatt dans la comparaison des scénarios**
- **Absence de toute autre aspect environnement et santé : pollutions de l'air et de l'eau, accidents technologiques, déchets.**

Le risque nucléaire

- **Le rapport dit : « L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires »**
- **Et : « Le rôle de l'ASN consiste à s'assurer que les installations nucléaires sont sûres et à les arrêter en cas de doute ».**
- **Les responsables de la sûreté nucléaire nous disent :**
 - **« La poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans n'est pas acquise » (ASN).**
 - **« Il faut des technologies éliminant les risques d'accidents aussi graves (*Fukushima*). Cela demande peut être de changer de paradigme, d'imaginer d'autres types de réacteurs et d'arrêter la course à la puissance » (IRSN).**
 - **« L'accident est possible en France et il faut se préparer à ce type de situation, y compris à des crises importantes et longues » (ASN).**
- **Le rapport 2013 de l'ASN pointe les insuffisances et confirme les incertitudes et met en garde sur les anomalies génériques.**

Le combustible nucléaire

- **Pas d'analyse de la question du combustible, en particulier sur l'enchaînement retraitement, plutonium, MOX**
- **Sans examen des conséquences de l'arrêt des 900 MW**
- **Avec une perspective lointaine et incertaine de surgénérateurs au plutonium (et au sodium...)**
- **Pas d'analyse, y compris économique, sur la gestion des matières et déchets nucléaires**

- **Il eut été essentiel que, dans un exercice de prospective destiné à éclairer la décision politique, la question du risque nucléaire soit traitée sérieusement, dans toutes ses composantes, y compris dans sa dimension économique (coût de l'accident, incertitudes sur les décisions de sûreté, conséquences de celles-ci sur les coûts...)**