Contribution au débat sur la transition énergétique de responsables d'entreprises, d'ingénieurs et de scientifiques

Rédacteur : Jean Fluchère

jean.fluchère@wanadoo.fr

Contribution au débat sur la transition énergétique : Synthèse

Cette note constitue une contribution au débat en cours sur la transition énergétique. Elle a été réalisée par des responsables d'entreprises, des ingénieurs et des scientifiques, connaissant bien le domaine de l'énergie.

Elle a été rédigée par d'anciens responsables de grands secteurs de l'énergie et examinée puis validée par ces personnalités. Elle rassemble l'ensemble de leurs points de vue.

Lors du **discours de lancement de la Conférence Environnementale**, le 14 septembre 2012, le Chef de l'Etat a confirmé au sujet de la transition énergétique que l'on arrêterait définitivement la centrale nucléaire de Fessenheim en fin 2016 et que l'objectif était de ramener la proportion d'électricité d'origine nucléaire à 50 % en 2025.

Rien n'a été dit sur l'ensemble des autres énergies primaires carbonées et importées : pétrole, gaz et charbon. A noter que la production d'électricité représente moins de la moitié de la consommation française en énergies primaires.

Cette note aborde 8 points qui permettent d'étayer la contribution, fruit de la réflexion de ses auteurs :

- Examiner la nouvelle politique électrique du Gouvernement.
- Prendre en compte la durée de vie réelle des réacteurs électronucléaires de 2ème génération.
- Remplacer la production électrique de ces ouvrages par quels outils?
- Mesurer l'impact sur l'économie nationale.
- Prendre en compte les conséquences sociales.
- Maintenir un haut niveau de sûreté nucléaire.
- Protéger l'environnement.
- Conserver un solde exportateur dans nos échanges avec les autres pays de l'UE.

Il n'est pas possible d'aborder la question de la transition énergétique dans un débat ouvert sans connaître le prix de l'électricité, 132 euros par MWh pour un ménage en France, comparé à celui de l'Allemagne , 234 euros par MWh. Les rapports sont identiques pour les entreprises.

La consommation moyenne annuelle d'un foyer de 4 personnes en France est de 32 MWh d'électricité directement livrée (électricité au compteur) et de l'électricité contenue dans les services et les produits manufacturés « made in France ».

A l'heure où près d'un ménage sur deux est contraint de réduire son chauffage, qu'il soit électrique, au fioul ou au gaz, pour pouvoir acquitter sa facture, il est indispensable d'appréhender les problèmes de coûts induits par les objectifs du Gouvernement. **L'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2016**, alors que la prochaine échéance de sûreté est 2018 et que l'on doit pouvoir prolonger sa durée de vie de conception de 10 ans voire de 20 ans, comme sa centrale de référence aux USA, **coûterait à la France plus de 1 milliard d'euros par an.**

L'objectif d'une transition vers 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2025 dilapiderait un capital supérieur à 60 milliards d'euros sur la période 2016 à 2025, somme qui ne pourrait se justifier que pour des problèmes graves et irréversibles de sûreté.

Elle se traduirait par une augmentation des prix de l'électricité aux ménages et aux entreprises supérieures à 50 % d'ici 2020. L'impact direct sur l'emploi serait également considérable. Il en va probablement de même sur les autres emplois car l'augmentation du coût de l'électricité pour les entreprises leur ferait perdre inutilement un avantage de compétitivité certain comme le souligne le Rapport Gallois.

La contribution des responsables d'entreprises, des ingénieurs et des scientifiques, au débat en cours sur la transition énergétique

L'étude des huit points, énumérés au début, conduit à prôner un rééquilibrage plus lent, compatible avec la sûreté nucléaire, les besoins électriques du pays, la montée en puissance des EnR, les engagements environnementaux sur les émissions de CO2, l'économie et le social.

La production d'électricité en France serait de 660 TWh en 2025 : 600TWh de consommation intérieure et 60 TWh de solde exportateur. Ce chiffre serait limité par des efforts considérables en économie d'énergie, efforts auxquels les rédacteurs sont très favorables.

Il est proposé de conserver à notre pays, dans l'avenir, sa capacité électronucléaire de 2016 soit 436 TWh et une capacité d'exportation égale à 10 % de la consommation intérieure.

Si l'on conserve la capacité que le parc nucléaire aura atteinte en 2016 soit 436 TWh, la part relative par rapport à 660 TWh serait de 66 % en 2025. Se produirait alors une tendance naturelle à un rééquilibrage compatible avec la sûreté du réseau électrique, le social, l'économie et l'arrivée des énergies renouvelables intermittentes qui nécessitent une compensation par des centrales à cycles combinés au gaz (CCGT).

Pour être réaliste sur le plan technique, économique, social et limiter les conséquences environnementales, il est donc proposé une transition progressive vers des énergies renouvelables intermittentes compensées par des CCGT et complétées par des réacteurs de 3ème génération venant en relève des précédents au fur et à mesure de la fin de vie de leur cuve.

Les auteurs considèrent indispensable de lancer un nouvel EPR dès 2016, réacteur qui sera l'outil de relève des réacteurs de 2ème génération arrivant à 50 ans, ou plus. Ce lancement est le seul moyen de conserver l'expérience de la conduite de chantier et la capacité de construction de nouveaux outils à la fois pour faire face aux besoins internes mais aussi pour avoir une vitrine à l'exportation comme le prévoit le Conseil de Politique Nucléaire dans son dernier paragraphe.

Contribution au débat sur la transition énergétique

Cette note est une contribution au débat en cours sur la transition énergétique. Ses auteurs sont des responsables d'entreprises, des ingénieurs et des scientifiques, connaissant bien le domaine de l'énergie.

Elle a été rédigée par d'anciens responsables de grands secteurs de l'énergie, examinée puis validée par de nombreuses personnalités du monde économique et scientifique. Elle rassemble l'ensemble de leurs points de vue.

&

• Introduction

Lors du discours de lancement de la Conférence Environnementale, le 14 septembre 2012, le Chef de l'Etat a confirmé, au sujet de la transition énergétique, que l'on arrêterait définitivement Fessenheim en fin 2016 et que l'objectif était de ramener la proportion d'électricité d'origine nucléaire de 75 % actuellement à 50 % en 2025.

Rien n'a été dit sur l'ensemble des autres énergies primaires carbonées et importées : pétrole, gaz et charbon qui représentent plus de 50 % de la consommation française en énergie primaire.

A la suite de l'annonce, faite par le Chef de l'Etat, on peut être enclin à penser qu'il faudra lisser le lancement des chantiers des réacteurs de 3ème génération et pour cela lisser les arrêts des réacteurs de 2ème génération ce qui est compréhensible.

Cette note aborde 8 points qui servent à étayer cette contribution au débat en cours sur la transition énergétique :

- Examiner la nouvelle politique électrique du Gouvernement.
- Prendre en compte la durée de vie réelle des réacteurs électronucléaires de 2ème génération.
- Etudier les divers moyens de production à mettre en oeuvre pour remplacer les ouvrages électronucléaires supprimés
- Mesurer l'impact sur l'économie nationale.
- Prendre en compte les conséquences sociales.
- Maintenir un haut niveau de sûreté nucléaire.
- Protéger l'environnement.
- Conserver un solde exportateur dans nos échanges avec les autres pays de l'UE.

La contribution donnée en fin de document est la conclusion logique de ces réflexions.

➢ 1 – Examiner la nouvelle politique électrique du Gouvernement.

La déclaration du Chef de l'Etat le 14 septembre 2012 a été suivie du Conseil de Politique Nucléaire. Cette réunion a fait l'objet d'un communiqué officiel de l'Elysée le 28-09-2012, communiqué dont la teneur est reproduite ci après.

&

Le Président de la République a réuni le Conseil de politique nucléaire le 28 septembre 2012.

<u>Le Conseil de politique nucléaire confirme l'engagement de réduction de la part du nucléaire de 75% à 50% à l'horizon 2025 dans la production d'électricité française. Dans cette optique, les deux réacteurs de la centrale nucléaire de production d'électricité de Fessenheim seront arrêtés définitivement au plus tard le 31 décembre 2016</u>. *Le Premier ministre confiera à une personnalité qualifiée placée sous l'autorité de la ministre en charge de l'Energie la mission de préparer cette fermeture dans des conditions économiquement, techniquement et socialement responsables.*

<u>Le Conseil de politique nucléaire confirme que l'EPR de Flamanville sera le seul réacteur de production d'électricité mis en service durant le quinquennat</u>*. La stratégie de retraitement des combustibles usés et le réemploi dans les réacteurs français des matières fissiles extraites sous forme de combustible MOX sont confirmés.*

Le Conseil de politique nucléaire confirme par ailleurs le calendrier prévu par la loi de 2006 en ce qui concerne le centre de stockage géologique des déchets moyennement et hautement radioactifs à vie longue. La ministre de l'Energie veillera en particulier à assurer la tenue du débat public relatif à ce projet en 2013.

Le Conseil de politique nucléaire prend note des travaux en matière de sûreté nucléaire lancés suite à l'accident de Fukushima et demande à ce que l'ensemble des recommandations qui en sont issues soit mis en œuvre. La France militera sur la scène internationale, et notamment lors de la conférence ministérielle sur la sûreté nucléaire qui se tiendra à Fukushima à partir du 15 décembre 2012, en faveur d'un renforcement des conventions internationales relatives à la sureté nucléaire et d'un renforcement de leur application.

Le Conseil de politique nucléaire réaffirme la confiance de la France dans sa technologie et son industrie nucléaires ainsi que son ambition de développer une filière nucléaire à l'export, sur la base du plus haut niveau de sûreté. Il a examiné les différents projets nucléaires à l'export, en particulier en Europe, en Inde et en Chine. Il prend acte du développement en Chine d'un parc nucléaire très significatif et juge stratégique le développement d'un partenariat durable et équilibré avec la Chine dans le respect du principe de priorité accordée à la sûreté.

&

Le premier paragraphe confirme l'annonce orale du discours du 14 septembre relative à l'arrêt définitif de Fessenheim en fin 2016 et à l'objectif de passer à 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2025 contre 75 % en 2012.

A noter cependant que ce communiqué ne donne pas les raisons de l'arrêt définitif de Fessenheim ni celles de l'objectif recherché en 2025.

Dans le deuxième paragraphe, le CPN confirme que l'EPR sera le seul réacteur mis en service durant le quinquennat. C'est une évidence, compte tenu des délais d'engagement et de réalisation, il est clair qu'aucun autre réacteur ne peut être mis en service d'ici 2017. Ce paragraphe confirme la poursuite du retraitement et du recyclage des matières fissiles qui en sont issues sous forme de combustible MOX. Cette confirmation est heureuse car elle permet de réutiliser près de 50 % des produits de fission à durée de vie longue sous la forme d'un combustible très utile à l'économie de l'uranium naturel.

Le troisième paragraphe confirme le respect des termes de la loi de 2006 sur le devenir des déchets radioactifs. Le projet de stockage géologique des déchets à vie longue est donc poursuivi et pourra être mis en service lorsque le moment sera venu.

Le quatrième paragraphe demande que les actions consécutives aux examens complémentaires de sûreté conduits par les exploitants et retenus par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) soient réalisées dans les délais. C'est un engagement solennel d'EDF et des autres acteurs de la filière nucléaire.

Le cinquième et dernier paragraphe signifie que le nucléaire en France restera la vitrine du savoir-faire pour donner un maximum de chances à cette industrie de se développer à l'exportation. Sinon, il serait curieux de vouloir exporter des centrales si l'on ne réalise plus d'ouvrages sur le territoire national. Une telle politique ne serait pas le meilleur atout donné à l'industrie nucléaire.

&

Revenons au premier paragraphe qui confirme l'arrêt définitif de Fessenheim en 2016 et donne pour objectif d'arriver en 2025 à 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2025.

C'est ce paragraphe important qui fixe la transition électrique, et non énergétique, car il n'est pas fait état des autres énergies primaires.

Il n'est pas mentionné également quels seraient les moyens de substitution pour la production électrique en remplacement des ouvrages électronucléaires arrêtés définitivement.

Examinons la signification concrète du chiffre de passage de 75 % à 50 % d'électricité d'origine nucléaire.

La consommation française est actuellement d'environ 500 TWh (1 TWh = 1 milliard de kWh) dont 420 TWh sont issus du nucléaire. Le solde exportateur est en moyenne annuelle de 50 TWh. La production totale est donc de 550 TWh.

Dans la figure 4, source RTE, on note que l'électricité produite à partir d'énergies primaires importées représente en 2011, 51,2 TWh sur un total de production de 541,9 TWh, soit une dépendance électrique de 9,4 %. Au cours de l'année 2011, le nucléaire a représenté 421,1 TWh soit 78 % du total de la production électrique.

L'électricité française est donc décarbonée pour 90 % de sa production.

Production d'énergie primaire
En Mtep

	1973	1990	2002	2009	2010	2011	Variation annuelle moyenne (en %)				
							Entre 1973 et 1990	Entre 1990 et 2002	Entre 2002 et 2009	Entre 2009 et 2010	Entre 2010 et 2011
Total production primaire	**43,5**	**111,2**	**135,4**	**130,8**	**138,2**	**138,9**	**5,7**	**1,7**	**-0,5**	**5,6**	**0,6**
Électricité primaire	8,0	86,8	119,6	112,8	118,4	120,9	15,1	2,7	-0,8	4,9	2,1
- Nucléaire	3,8	81,7	113,8	106,8	111,7	115,3	19,7	2,8	-0,9	4,6	3,2
- Hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	5,0	5,7	6,1	6,7	5,6	1,1	1,1	0,8	11,0	-16,9
EnRt et déchets	9,8	10,7	10,9	15,5	17,2	15,6	0,6	0,1	5,2	10,5	-9,3
Pétrole	2,2	3,5	2,3	1,6	1,8	1,9	2,6	-3,3	-4,9	13,5	3,6
Gaz naturel	6,3	2,5	1,4	0,7	0,6	0,5	-5,3	-4,5	-9,4	-12,8	-20,0
Charbon	17,3	7,7	1,2	0,1	0,1	0,1	-4,6	-14,7	-34,5	77,6	-42,9
Taux d'indépendance énergétique	23,9%	49,5%	50,8%	50,2%	51,4%	53,5%	4,4	0,2	-0,2	2,3	4,1

Source : SOeS, bilan de l'énergie 2011

Fig. 1. Tableau des énergies primaires consommées en France en millions de tonnes équivalent pétrole
Source Ministère

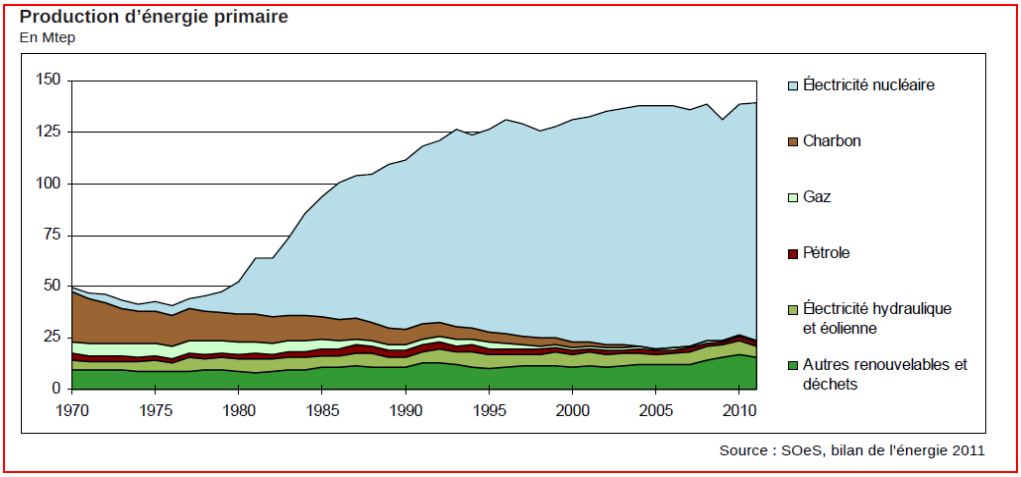


Fig. 2. Graphes de l'évolution des énergies primaires consommées en France indiquées en millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep)

Source Ministère

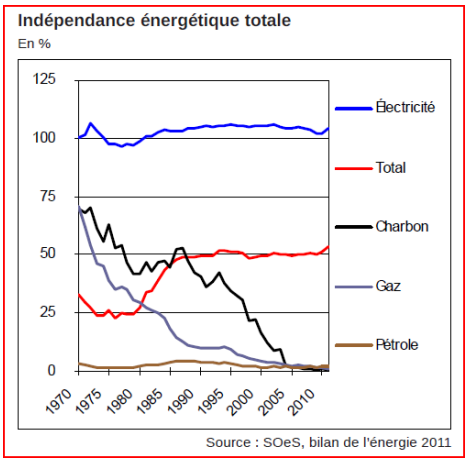


Fig. 3 Evolution de l'indépendance énergétique de la France

Source Ministère pour 2010

La dépendance de la France est totale pour le pétrole, le gaz et le charbon

Les graphes et tableaux montrent que l'électricité est la seule énergie primaire produite en France.

Ces tableaux sont donnés en millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) ou en %.

ÉNERGIE PRODUITE	TWh	Variation 2011/2010 (%)	Part de la production (%)	Émissions de CO_2 (Millions de tonnes)
Production nette	**541,9**	**-1,5**	**100,0**	**27,4**
Nucléaire	421,1	+3,2	77,7	0,0
Thermique à combustible fossile	51,2	-13,8	9,5	24,4
dont charbon	*13,4*	*-29,9*	*2,5*	*12,9*
fioul	*8,1*	*+0,7*	*1,5*	*2,3*
gaz	*29,7*	*-0,5*	*5,5*	*9,2*
Hydraulique	50,3	-25,6	9,3	0,0
Éolien	11,9	+22,8	2,2	0,0
Photovoltaïque	1,8	+208,7	0,3	0,0
Autres sources d'énergie renouvelables*	5,6	+12,3	1,0	3,0

** Principalement : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.*

Fig. 4. Tableau de la production électrique en France en 2011 et de l'évolution 2011/2010 ainsi que les émissions résultantes en millions de tonnes de CO2 .

Source RTE pour 2011 en TWh (milliards de kWh).

Ce tableau montre que la France produit 90,5 % de son électricité à partir de sources d'énergies décarbonées. C'est une particularité quasi unique dans le monde. Avec 542 TWh, la France produit autant d'électricité que l'ensemble du continent africain, mais moins que l'Allemagne qui a une population supérieure à celle de la France.

Un foyer français de 4 personnes consomme en moyenne 32 MWh d'électricité par an soit directement (électricité au compteur), soit indirectement au travers de l'achat de services et de produits manufacturés « made in France ».

En espérant que l'on arrivera à surmonter la crise économique (croissance moyenne du PIB = 2 % de 2014 à 2025), que les nouveaux usages de l'électricité progresseront pour limiter les émissions des gaz à effet de serre car l'électricité en France est décarbonée, et en tenant compte d'une évolution démographique positive soutenue et hélas d'une croissance des familles monoparentales, source de consommation supplémentaire, **la consommation intérieure de 2025 devrait être de 600 TWh**.

Ce chiffre inclut un effort important en matière d'économies d'énergie mais l'utilisation accrue du vecteur électricité est le seul moyen de gagner significativement en efficacité énergétique par usages.

(Cf. Note annexe 1 sur « Le paradoxe électrique »).

Si cet objectif de consommation intérieure d'électricité n'était pas atteint, les émissions de CO2 qui sont actuellement de 5,5 tonnes par an et par habitant passeraient à 9 tonnes compte tenu de la présence d'une part plus importante d'hydrocarbures dans l'énergie primaire consommée en France

De plus cela traduirait une poursuite de la crise économique et son cortège de souffrances pour la collectivité nationale.

Sur le plan de l'environnement, cela signifierait que le pays irait en sens contraire de ses engagements internationaux présentés lors de la Conférence de Copenhague de 2009, comme explicité dans le point 6 de cette contribution.

(A noter que la consommation de combustibles fossiles importés par la France est de 137 Mtep valeur à comparer aux 121 Mtep d'électricité primaire décarbonée, (Nucléaire et renouvelables). (Cf. Figures 1 et 9).

(Cf. Note 2. Extrait du compte rendu intégral de Monsieur Jean Louis Borloo à l'Assemblée Nationale le 2 décembre 2009 au sujet de la Conférence de Copenhague).

L'objectif de 50 % d'électricité d'origine nucléaire dans la consommation intérieure de 2025 représenterait 300 TWh de nucléaire auxquels il faudrait ajouter :

- 60 TWh d'hydroélectricité (capacité moyenne annuelle actuelle).
- 60 TWh d'éolien et photovoltaïque (énergies intermittentes et aléatoires), si :
    - l'on peut atteindre de tels chiffres car la France en est très éloignée aujourd'hui (de l'ordre de 14 TWh en 2011).
    - Si les surcoûts entraînés sont supportables par la collectivité nationale.
    - Si les réseaux existants peuvent transiter des puissances aléatoires importantes sans devoir être renforcé comme cela est le cas en Allemagne où le coût de renforcement des réseaux est chiffré à 20 milliards d'euros

Il est à noter que ces énergies intermittentes et aléatoires exigent de disposer de sources thermiques de compensation. Les experts sont assez d'accord pour considérer qu'il faut créer une centrale à cycle combiné au gaz (CCGT) de 1 000 MWe chaque fois que l'on installe 3 000 MWe d'énergies intermittentes. Le scénario RTE traduit le fait que l'installation d'une puissance EnR intermittentes nécessite des centrales à cycle combiné au gaz dans le ratio 1 sur 3.

- 180 TWh de thermique classique pour boucler le bilan.

Ce thermique classique serait composé de turbines à combustion pour satisfaire les pointes et de centrales à cycle combiné au gaz fonctionnant en semi base (CCGT) pour pallier l'intermittence et l'aspect aléatoire de la puissance éolienne et photovoltaïque. Il est prévu que tout le parc existant de centrales thermiques à flamme, charbon et fioul, sera déclassé bien avant 2025 pour des raisons d'obsolescence environnementale.

(Cf. Note 3 sur les prévisions de RTE)

La nécessité de conserver une indispensable capacité d'exportation comme développé dans le point 7 n'est pas comptée, dans ces chiffres,.

Si l'on part des 420 TWh de production électronucléaire par an qui représente la capacité du parc actuel et que l'on y ajoute les 16 TWh qui seront produits par l'EPR de Flamanville 3 en 2016, cela donne 436 TWh de production électronucléaire en 2016.

Pour atteindre l'objectif annuel du gouvernement, et en se référant uniquement à la consommation intérieure de 600 TWh, il faudrait réduire la production nucléaire de 136 TWh d'ici 2025.

Un réacteur de 900 MWe produit en moyenne pluriannuelle 6 TWh.

Il serait donc nécessaire d'arrêter d'ici 2025 22 à 24 tranches sur les 32 unités de 900 MWe du parc qui compte au total 58 unités.

(A noter que si la consommation intérieure n'était que de 560 TWh en 2025, 50 % d'électricité d'origine nucléaire représenterait 280 TWh et nécessiterait le retrait définitif de 27 unités de 900 MWe sur les 32 que compte le parc !

A contrario, si la consommation intérieure était de 640 TWh, 50 % représente 320 TWh ce qui entrainerait le retrait de 21 unités de 900 MWe.

Ces deux exemples illustrent la sensibilité que la consommation intérieure peut avoir sur le résultat final.)

En gardant comme chiffre de base une consommation intérieure de 600 TWh en 2025, il est clair que si la France ne lançait pas de nouveaux chantiers EPR d'ici 2016, elle serait bel et bien engagée dans la voie de la sortie du nucléaire et n'aurait plus aucune expérience de construction d'ouvrage électronucléaire en 2025.

Les conséquences d'une telle décision aussi brutale et non étayée par des études pertinentes, seraient très lourdes sur les plans économiques, environnementaux, sociaux, scientifiques et techniques ainsi que sur la dépendance énergétique.

Cette décision rend donc nécessaire un éclairage aussi complet que possible.

Car la transition serait du même ordre, mais de sens inverse, que celle faite en matière d'édification du parc électronucléaire dans les années 1977 à 1985. Or, n'oublions pas que cette période se situait en période de

croissance soutenue à la fin des trente glorieuses et que la France devait réagir dans l'urgence aux chocs pétroliers et surtout à une trop forte dépendance sur le plan énergétique.

Une transition aussi brutale ne serait compréhensible que pour des raisons importantes et irréversibles de sûreté. C'est d'ailleurs la position publique prise par l'ancien Président de l'ASN.

Elle aurait un effet catastrophique sur les plans économique, social et environnemental comme explicité plus bas

C'est la raison pour laquelle la position défendue dans cette note est de conserver en fonctionnement Fessenheim, tant que l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) déclarera cette centrale aussi sûre que les autres et que l'opérateur EDF la considérera non obsolète économiquement.

➢ 2 Prendre en compte la durée de vie réelle de ces installations

(CF. Note 4. Extraits des pages 64 à 70 du numéro 184 de la revue Contrôles éditée par l'ASN. Le lecteur intéressé pourra se reporter à l'intégralité de ce numéro de la Revue « Contrôles » qui traite précisément de la prolongation de la durée de vie des ouvrages en France et aussi à l'étranger).

Le Président de la République avance comme argument qu'il faut arrêter Fessenheim parce qu'elle est la plus **vieille centrale du parc**.

La réalité industrielle est autre. Elle ignore l'âge calendaire et ne raisonne qu'en termes d'obsolescence de toutes natures et, pour le nucléaire, de conservation d'un haut niveau de sûreté.

La connotation de « vieux » est un terme biologique pour tous les êtres vivants aussi bien végétaux qu'animaux.

Or une installation industrielle ne vieillit pas, elle s'use. Tant qu'elle n'est pas obsolète économiquement, les pièces usées sont systématiquement remplacées par des pièces neuves souvent de bien meilleure qualité que les pièces d'origine. En effet, ces pièces de rechange ont intégré tout le REX (retour d'expérience) non seulement du parc homogène français mais également le REX du parc mondial, notamment des tranches à eau sous pression qui représentent le nombre le plus important d'unités électronucléaires en service dans le monde entier.

Cependant, deux composants sont dits irremplaçables: **l'enceinte de confinement et la cuve.**

Pour l'enceinte de confinement, il s'agit d'un ouvrage de béton précontraint qui est toujours en compression sauf lors des épreuves décennales où, en l'amenant à la pression de l'accident de référence, il se trouve alors temporairement à la relaxation de contraintes. Les bétons supportent remarquablement bien les contraintes de compression permanentes de précontrainte. Ils ne « s'usent pas » dans cet état. Ce n'est pas la même situation pour d'autres ouvrages d'art comme par exemple les ponts, soumis à des vibrations quasi permanentes et des contraintes locales de traction ou de cisaillement. **L'enceinte de béton ne présente donc pas un réel souci de longévité**.

Il reste la cuve dont la durée de vie est fixée par la hausse de la température entre la zone fragile et la zone ductile des aciers ferritiques qui constituent les viroles de la cuve notamment celle qui fait face au cœur du réacteur.

Cette évolution est liée, entre autres phénomènes, à la dose intégrée de neutrons qu'elle reçoit et qui perturbe le réseau cristallin de l'acier ferritique. Cette dose intégrée est appelée la fluence.

L'augmentation plus ou moins rapide de cette température de transition, proche de quelques degrés au dessous de zéro lorsque l'acier sort des forges, est très liée aux impuretés (cuivre, phosphore…) contenues dans le métal

de base. (Voir les problèmes des ruptures brutales des Liberty Ship dans l'Atlantique nord pendant la dernière guerre mondiale).

Lors des opérations de coulage et forgeage des viroles, des coupons témoins sont prélevés. Une partie de ces coupons témoins est conservée puis dans une autre partie, des éprouvettes métallurgiques sont faites dans ce métal de base. Elles sont ensuite placées dans des paniers internes à la cuve dans une zone très proche du cœur du réacteur pour intégrer une fluence bien supérieure à celle que reçoit la cuve en raison de cette position rapprochée.

L'ASN et l'exploitant ont donc connaissance, lors de l'examen métallurgique périodique de ces éprouvettes, de la température de transition qu'atteindra la cuve 10 ans plus tard. Les autorisations données par l'ASN pour 10 ans ne sont donc pas « tombées du chapeau ». Par ailleurs les métallurgistes, dans tous les pays du monde, ont fait des modèles mathématiques de l'évolution de la température de transition dont les résultats peuvent être recalés lors des essais réels. Actuellement, il y a une bonne concordance entre les résultats des calculs et ceux des essais réels.

Autant la cuve de Chooz A a vu sa température de transition augmenter après 23 ans de fonctionnement (pour une prévision de 30 ans) ce qui a conduit à la retirer de l'exploitation prématurément, autant celle des réacteurs à eau sous pression (REP) actuellement en service en France ont fait l'objet d'un travail métallurgique poussé au Creusot pour éliminer au maximum les impuretés.

En effet, toutes les viroles qui présentaient des défauts de toutes natures et notamment ceux dus à l'hydrogène, ont été systématiquement rebutées par une équipe de l'ASN, le Bureau de Calculs et de Contrôles Nucléaires (BCCN) détachée au Creusot et à Chalon sur Saône. Cette équipe avait tous pouvoirs pour accepter ou rebuter une pièce forgée et les soudures entre ces pièces forgées.

La centrale de Fessenheim n'est donc pas "vieille", bien au contraire. Elle vient, pendant les dernières visites décennales, de se voir doter de tout un train de modifications qui la place au meilleur niveau de sûreté et de performance du parc français.

L'ASN a donné son accord pour 10 ans de fonctionnement supplémentaire à Fessenheim 1 en toute connaissance de la situation des ouvrages. Elle étudie actuellement l'ensemble du dossier de Fessenheim 2 avant de rendre son avis.

D'ailleurs, il faut savoir que la centrale de référence de Fessenheim est Beaver Valley aux USA. Cette centrale, qui a démarré un an avant Fessenheim, a reçu de l'Autorité de Sûreté Nucléaire des Etats Unis l'autorisation de fonctionner jusqu'à 60 ans.

➢ 3 – Etudier les divers moyens de production à mettre en oeuvre pour remplacer les ouvrages électronucléaires supprimés

Curieusement ce point, pourtant crucial pour garantir la fourniture d'électricité du pays, n'a pas été abordé dans la journée d'introduction de la Conférence Environnementale.

Si l'on devait remplacer d'ici 2025, 136 TWh provenant du nucléaire pour une consommation intérieure de 600 TWh à laquelle il faudrait ajouter 60 TWh de capacité à l'exportation, il est indispensable d'examiner les solutions possibles à cette échéance.

Pour ce faire :

- Il faut d'abord décompter **les mises à l'arrêt définitives des centrales thermiques classiques obsolètes sur le plan environnemental**. Comme l'indique le **scénario de RTE pour 2016, cela représente 10 000 MWe de puissance installée et compte tenu de leur sollicitation, une production d'électricité annuelle de l'ordre de 25 TWh.**

- Puis il faut compter **les mises en services** d'ouvrages nouveaux déjà en portefeuille. **RTE a connaissance de projets de centrales à cycle combiné au gaz (CCGT) pour une puissance de 2 000 MW. Ces ouvrages sont uniquement destinés à un fonctionnement en semi base soit un apport de 8 TWh par an.**

- **Ensuite, il y a l'apport des EnR intermittentes et aléatoires, éolien sur terre et sur mer ainsi que le photovoltaïque.**

  L'équipement en éolien terrestre commence à connaître un tassement lié en grande partie au fait que les sites les plus intéressants sont déjà équipés et que des oppositions locales fortes se manifestent.

  Le photovoltaïque ne représentera pas de production significative avec 5 à 10 TWh au grand maximum compte tenu de son coût de production.

- **L'éolien off-shore** : Le gouvernement a lancé des appels d'offres pour 3 000 MWe. 1 appel d'offres a été déclaré infructueux. Ceci fait que seuls 2 000 MWe sont actuellement attribués.

  L'éolien en mer bénéficie de vents plus réguliers qu'à terre. Il est donc possible de compter sur un coefficient de charge, ou équivalent pleine puissance, pendant 35 % du temps contre 20 % pour l'éolien terrestre. **La production de ces 2 000 MWe serait alors de l'ordre de 6 TWh**. Il semble possible de réaliser ces projets d'ici 2016 bien que cela soit très difficile, car la France n'a pas d'expérience dans ce domaine.

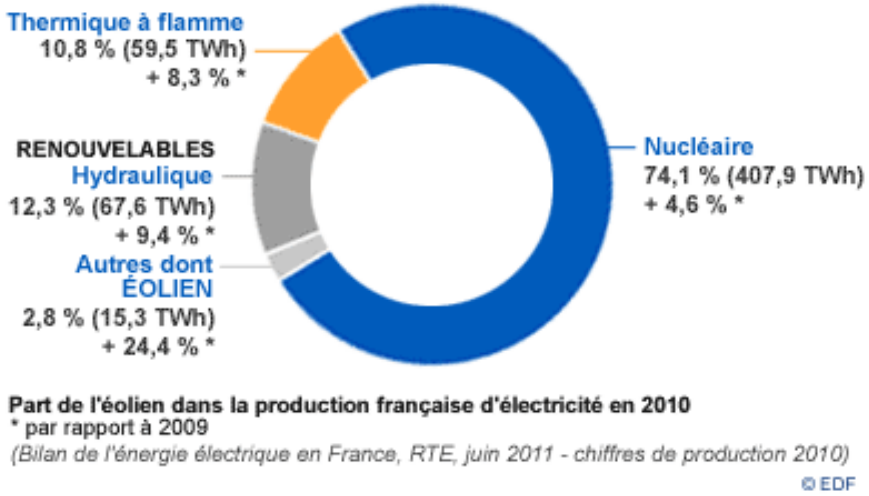


Fig. 5. Représentation graphique des productions annuelles des moyens existants.
Source RTE.

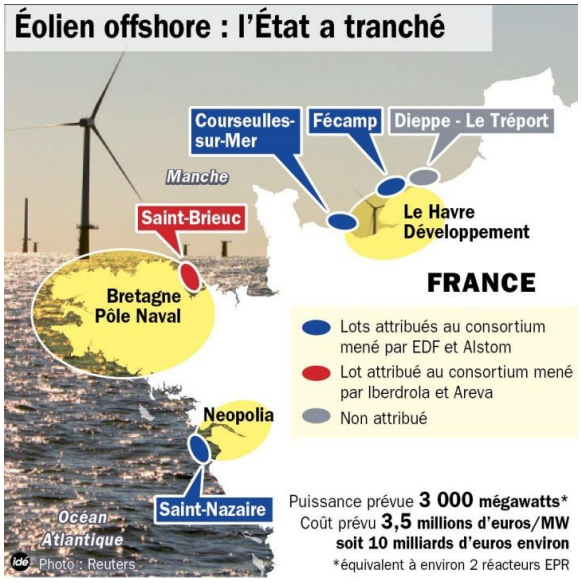


Fig. 6.Implantation future de l'éolien off-Shore

La capacité totale du parc de production français a augmenté de plus de 2 600 MW

Puissance installée au 31/12/2011

	Ensemble France		
	Puissance (MW)	Variation 2011/2010	Évolution (MW)
Nucléaire	63 130	+0,0%	+0
Thermique à combustible fossile	27 790	+1,4%	+390
dont charbon	*7 940*	*+0,0%*	*+0*
fioul	*10 360*	*-0,8%*	*-80*
gaz	*9 490*	*+5,3%*	*+470*
Hydraulique	25 400	+0,1%	+0
Éolien	6 640	+15,2%	+875
Photovoltaïque	2 230	+153,8%	+1 350
Autres sources d'énergie renouvelables	1 270	+3,9%	+45
Total	**126 460**	**+2,2%**	**+2 660**

Fig. 7. Evolution de la capacité en puissance installée.

Source RTE

La disponibilité du nucléaire a permis de compenser le déficit hydraulique

La production française d'électricité est en recul de 1,5%

Bilan électrique France

	2011 (TWh)	2010 (TWh)	Variation 2011/2010	Part dans la production 2011	Émissions de CO_2 2011 (en millions de tonnes)
Production nette	**541,9**	**550,2**	**-1,5%**	**100%**	**27,4**
Nucléaire	421,1	407,9	+3,2%	77,7%	0,0
Thermique à combustible fossile	51,2	59,5	-13,8%	9,5%	24,4
dont charbon	*13,4*	*19,1*	*-29,9%*	*2,5%*	*12,9*
fioul	*8,1*	*8,0*	*+0,7%*	*1,5%*	*2,3*
gaz	*29,7*	*29,9*	*-0,5%*	*5,5%*	*9,2*
Hydraulique	50,3	67,6	-25,6%	9,3%	0,0
Éolien	11,9	9,7	+22,8%	2,2%	0,0
Photovoltaïque	1,8	0,6	+208,7%	0,3%	0,0
Autres sources d'énergie renouvelables	5,6	4,9	+12,3%	1,0%	3,0

Fig. 8. Energie électrique produite en 2011 par rapport à 2010.

Source RTE

- Enfin, le réacteur de **3ème génération, EPR**, en cours de construction à Flamanville, produira **16 TWh par an en 2016.**

Au total à l'horizon 2017, les arrivées de production prévues représentent entre 30 à 35 TWh (dont 11 à 16 TWh aléatoires et intermittentes) contre 25 TWh perdus dans la production thermique classique.

Cela compense à peine la production perdue par l'arrêt définitif du thermique classique.

Se pose alors un problème grave si l'on arrête Fessenheim dont la capacité annuelle de production annuelle est de 12 TWh en moyenne.

Il importe donc de se pencher sans tarder sur les chantiers à lancer dans la programmation pluri-annuelle des investissements si l'on veut que la France ne subisse pas des défauts de fourniture importants en matière d'alimentation électrique, tout en maintenant ses capacités d'exportation.

ceci est d'autant plus un risque réel que

- 11 à 16 TWh sur les 35 TWh attendus sont aléatoires et intermittents, et risquent de faire défaut en cas de besoin.
- Les importations depuis les pays voisins, confrontés à des problèmes similaires, ne seront plus garanties.

Au-delà de l'électricité intermittente et aléatoire apportée par les éoliennes à terre et en mer ainsi que le photovoltaïque, il n'y a que trois solutions sûres pour adapter la production à la consommation :

- **Les centrales à cycle combiné à gaz (CCGT**),
- **Les centrales à charbon**,
- **Les centrales électronucléaires**.

1. Les centrales à cycle combiné à gaz (CCGT).

Ces CCGT présentent des avantages :

- Elles ont un fonctionnement souple (quoique les machines actuellemment en service en France n'aient pas une grande fiabilité) qui leur permet de compenser les aléas et les intermittences de l'éolien et du photovoltaïque. Elles sont donc indispensables chaque fois que la puissance installée en énergies renouvelables augmente. *(Les spécialistes considérent qu'il faut installer 1 000 MWe de puissance garantie chaque fois que l'on installe 3 000 MWe de puissance intermittenteet aléatoire)*.
- Elles sont relativement rapides à construire avec des délais de l'ordre de 4 ans entre la décision et la mise en service.

Mais elles présentent aussi des inconvénients :

- leur coût marginal de production est élevé (coût du combustible importé et taxe sur le CO2). Il est de l'ordre de 80 % du coût total en 2011, ce qui impose de n'utiliser ces machines qu'en semi-base soit environ 4 000 heures par an équivalent pleine puissance. Et cela montre la sensibilité du coût de production à toutes les évolutions des prix du gaz et des taxes sur le CO2.

- le coût global de production d'un MWh CCGT, intégrant le coût du gaz carbonique émis, est dès à présent supérieur à celui du MWh de l'EPR .

- leur combustible primaire, le méthane, est aujourd'hui totalement importé ce qui accroîttrait la dépendance électrique et donc énergétique du pays. Cela pèse déjà d'un poids conséquent sur l'équilibre du commerce extérieur et cette somme d'achat s'alourdirait rapidement. Le gaz représente dès à présent une importation supérieure à 42 Mtep par an.pour l'ensemble des usages, chauffage, cuisson et production d'électricité. L'ordre de grandeur de ces importations, en évolution rapide, se rapproche de celui du pétrole importé à des fins énergétiques.

- les infrastructures gazières et électriques actuelles ont été utilisées pour disposer les CCGT actuels sans se préoccuper de leurs extensions et adaptations, ce qui explique la disposition particulière en bord de mer et sur la façade nord-est de ces ouvrages. (Cf. Fig. 11) Il n'est guère possible d'aller beaucoup plus loin sans revoir en profondeur les infrastructures du réseau de transport gazier et les capacités de stockage dans les réservoirs souterrains ainsi que les infrastructures électriques de transport à très haute tension. Cette obligation renchérirait les coûts de façon non négligeable et exigerait des délais supplémentaires de mises en service.

- les émissions de CO2 sont de 0,5 kg par kWh, soit 0,5 tonne par MWh. Ceci poserait le double problème du coût du CO2 et du respect des engagements de la France en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Millions de tep	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		ENRt[5] et déchets	Total[6]
	Houille, lignite, PR[3]	Coke, agglo-mérés	Brut	Raffiné	Naturel	Indus-triels	Produc-tion[4]	Consom-mation		
Approvisionnement										
Total disponibilités	**11,5**		**65,3**	**17,7**	**42,3**	**-**	**115,7**	**-**	**17,9**	**270,4**
Production d'énergie primaire	0,1	-	0,9	0,9	0,6	-	121,0	-	17,6	138,6
Importations	10,9	0,9	64,1	40,4	41,9	-	1,7	-	0,4	160,2
Exportations	-0,1	-0,1	0,0	-21,4	-2,5	-	-4,3	-	-	-28,5
Stocks (+ : déstockage ; - : stockage)	-0,2	0,0	0,3	0,3	2,3	-	-	-	-	2,6
Soutes maritimes internationales	-	-	-	-2,4	-	-	-	-	-	-2,4
Emplois										
Consommation branche énergie (A)	**8,0**	**-2,2**	**65,3**	**-59,4**	**4,3**	**0,4**	**-5,4**	**82,5**	**2,7**	**96,1**
Raffinage	-	-	64,6	-60,2	0,6	-	-0,1	0,3	-	5,2
Production d'électricité thermique	4,7	-	-	1,0	3,1	0,6	-5,3	0,0	1,8	5,9
Usages internes	2,7	-2,2	-	0,2	0,5	-0,2	-	4,3	0,5	5,7
Pertes et ajustements	0,6	0,0	0,7	-0,2	0,0	0,0	-	77,9	0,4	79,3
Consommation finale énergétique (Corrigée du climat) (B)	**2,7**	**2,9**	**-**	**65,5**	**34,5**	**-0,4**	**-**	**38,0**	**14,4**	**157,7**
Sidérurgie	1,5	2,5	-	0,0	0,5	-0,4	-	0,9	-	5,0
Industrie (hors sidérurgie)	0,9	0,4	-	5,2	12,1	-	-	9,5	2,2	30,3
Résidentiel-tertiaire	0,3	0,0	-	10,8	21,6	-	-	25,9	9,6	68,1
Agriculture	-	-	-	3,2	0,2	-	-	0,7	0,1	4,2
Transports[7]	-	-	-	46,3	0,1	-	-	1,1	2,6	50,1
Consommation finale non énergétique (C)	**-**	**0,1**	**-**	**10,7**	**1,3**	**-**				**12,0**
Consommation totale d'énergie primaire (Corrigée du climat) (A + B + C)	**11,4**		**82,0**		**40,1**		**115,1**		**17,1**	**265,8**

Indice de rigueur climatique 2010 = 1,133. Le climat « normal » correspond à la nouvelle période de référence trentenaire 1981-2010.

Source : SOeS, bilan de l'énergie

[1] REP : réacteur à eau ordinaire sous pression.
[2] RNR : réacteur à neutrons rapides.
[3] PR : produits de récupération.
[4] Dont : hydraulique, éolien et photovoltaïque : 6,4 Mtep ; nucléaire : 114,5 Mtep.
[5] ENRt : énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique...), pompes à chaleurs et biocarburants.
[6] Du fait d'arrondis, des écarts peuvent être constatés sur certains totaux.
[7] Hors soutes maritimes internationales.
** Méthodologie : voir page 35.*

décembre 2011 | Chiffres clés de l'énergie | 5

Fig. 9. Consommation des différentes énergies primaires
Source :Ministère de l'énergie.

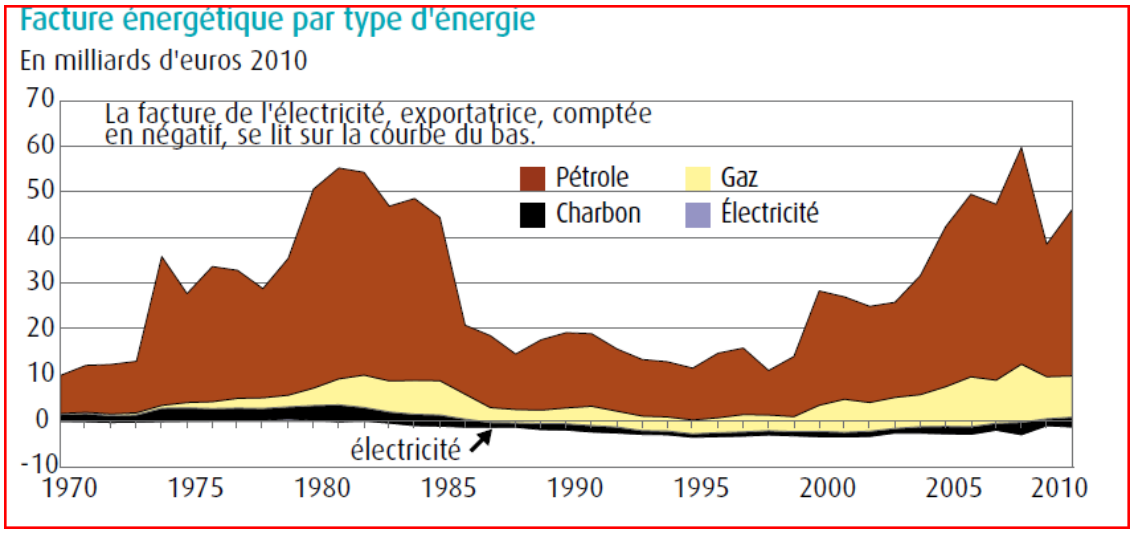


Fig. 10. Evolution de la facture énergétique de la France depuis 1970

Source : ministère de l'énergie.

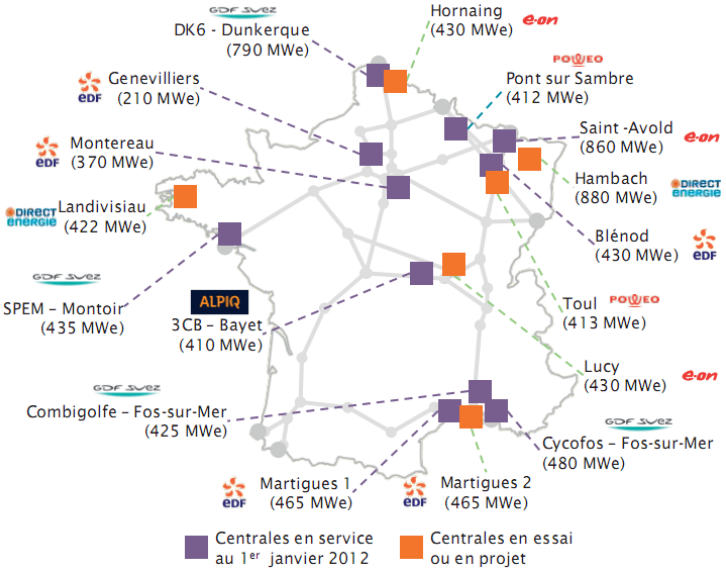


Figure 11. ***Implantation des CCGT en service***

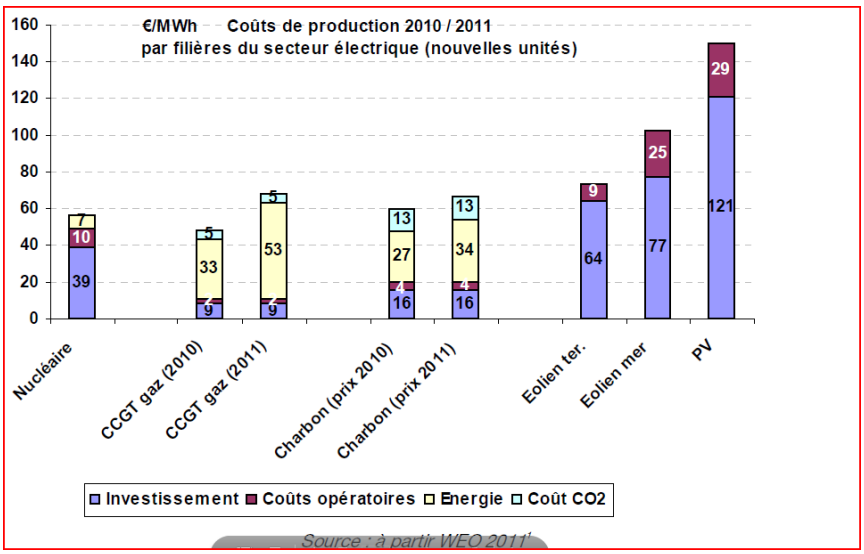


Fig. 12. Les coûts complets de production. *Source Ministère*

Le tableau ci-dessus mérite quelques commentaires :

1. Le poids de l'amortissement représente près de 70 % du coût du MWh dans le **nucléaire neuf comme le réacteur de 3ème génération EPR.**

2. Le coût du MWh donné pour l'éolien en mer n'a aucune signification. Il n'y a pas eu un seul porteur de projet à 102 euros par MWh. Les 4 appels d'offre retenus atteignent, semble-t-il, des coûts de production de 220 euros par MWh, chiffre voisin de celui des installations allemandes et danoises en mer du Nord.

3. Le coût du MWh produit par une centrale à cycle combiné au gaz est extrêmement sensible au prix du gaz importé par exemple quand la part des coûts lié à l'utilisation du gaz est passée de 33 euros par MWh en 2010 à 53 euros par MWh de à 2011. Cf. fig. 12.

   Les prix du gaz et les taxes sur le CO2 sont des postes impossibles à maîtriser.

   En effet, le prix du gaz est d'une grande volatilité. Personne ne peut raisonnablement prévoir la valeur qu'il atteindra en Europe à partir de 2016. Ceci en raison de la très rapide augmentation de la demande notamment pour la production électrique et également en raison de l'hostilité des populations des pays de l'UE à l'exploitation des gaz de schistes qui sont des ressources indigènes. Ces mêmes ressources indigènes ont permis aux USA de desserrer la contrainte, de devenir complètement indépendants en matière de gaz et d'en réduire significativement le coût.

   Le coût du CO2 doit être internalisé. Il est aujourd'hui de 13 euros par MWh et devrait atteindre 50 euros par tonne de gaz émis si l'on veut respecter les objectifs climatiques de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Une CCGT émet en moyenne 0,5 tonne de CO2 par MWh. Le total cumulé augmenterait très vite en fonction de l'augmentation de la production électrique d'origine gazière et du dépassement de nos engagements.

Dans la suite de ce document, l'addition de ces 2 postes, gaz et CO2, a été prise égale à 100 euros par MWh contre 58 euros par MWh en 2011. Il correspond pour une CCGT à un prix de gaz carbonique de 50 euros par tonne (25 euros par MWh produit) et de 75 euros de gaz par MWh avec un rendement moyen de production de 50 %. Ces chiffres sont contestables en raison des grandes incertitudes qui pèsent sur les prix du gaz et du CO2 mais, il est clair que, quelle que soit l'abondance relative du gaz, la demande en augmentation rapide influencera le prix à la hausse.

A noter que si la France décidait, dans un proche avenir, sur la proposition du rapport Gallois, de mettre en exploitation ses ressources de gaz de schiste, il faudrait :

- *dans un premier temps faire une exploration fine des réserves réelles et de leurs localisations,*
- *mettre au point des techniques minimisant les risques de la fracturation,*
- *enfin mettre en exploitation les forages les plus intéressants.*

Cela nécessiterait un délai de 15 à 20 années pour obtenir un niveau de production significatif et un effet à la baisse des coûts du gaz.

Il convient d'avoir toujours en mémoire que l'exploitation des ressources énergétique requiert des délais qui se comptent en décennies. Les auteurs de cette contribution n'ont donc pas pu prendre en compte un effet à la baisse du prix du gaz à horizon 2025 dans leur étude.

2. Les centrales à charbon

Ces centrales ne sont pas à exclure du bouquet d'ouvrages de production dont la France pourrait avoir besoin

Leur avantage est que le charbon est abondant et ses prix sont plus stables que ceux du pétrole et du gaz. Il n'y a pas à craindre de fortes tensions sur la disponibilité de la ressource.

Mais elles ont, par contre, beaucoup d'inconvénients :

- la France n'a pas de charbon indigène. Il faut donc l'importer d'où un impact comme pour le gaz et le pétrole sur la balance des paiements.
- Le charbon est un minerai lourd dont il faut transporter de très grandes quantités. A titre d'illustration, il faut 10 000 tonnes par jour pour produire l'énergie équivalente à celle d'une unité nucléaire de 1 000 MWe. Ce qui donne en base, pour 300 jours équivalents à la pleine puissance, 3 millions de tonnes. Pour cette raison, le transport qui s'effectue par navires minéraliers ne peut pas s'offrir le luxe d'une rupture de charge. Il faut le brûler dans des sites en bord de mer équipés d'un port. *Dans les pays qui disposent de ressources indigènes, le charbon est souvent brûlé sur le carreau des mines.*
- La combustion du charbon émet 1 kg de CO2 par kWh soit 1 tonne par MWh. Il n'existe pas à ce jour, et sûrement pas avant 20 ans, de dispositifs industriels de captage et de stockage de ce gaz carbonique.
- le charbon est émetteur de poussières, d'oxyde de soufre et des différents oxydes d'azote. Les dispositifs de captage des poussières sont au point industriellement et très efficaces depuis des décennies. Pour la désulfuration des fumées, les dispositifs existants sont efficaces. En matière de dénitrification, les dispositifs existent mais manquent encore d'efficacité.
- la combustion du charbon entraîne aussi l'émission dans les rejets gazeux de tout le cortège des métaux lourds qu'il contient et qui sont volatilisés aux températures de foyer des chaudières. On trouve ainsi du plomb, du mercure, du zinc, de l'arsenic, de l'uranium, du radium, du polonium, c'est-à-dire des métaux lourds et des matières radioactives qui ensuite retombent sous forme de poussières sur les sols et dans les eaux de surface.
- La combustion du charbon émet enfin du chlore et quelques autres halogènes comme le brome.

L'extraction du charbon est responsable de plus de 10 000 morts par an sans compter les maladies générées par sa combustion.

- le coût complet de production du MWh est du même ordre de grandeur que celui du nucléaire de 3ème génération car les investissements au MWe installé, avec tous les dispositifs d'épuration des gaz de combustion, se sont singulièrement alourdis et le prix du combustible au MWh est supérieur à celui du nucléaire. Mais il y a un savoir-faire français dans ce domaine.
- Ces outils de production s'adaptent aux besoins du réseau, à condition que ceux ci soient programmés, mais ils ne supportent pas bien les transitoires fréquents et de grande amplitude qui induisent des contraintes fortes sur les tubes d'eau sous pression qui ceinturent les chambres de combustion. Il faut donc les réserver à la production en quasi base. De ce point de vue, ils sont plus comparables aux centrales électronucléaires qu'aux CCGT.

3. Les centrales électronucléaires

Le nucléaire a un avenir , c'est une certitude.

Les centrales de 3ème génération, l'EPR, dont Flamanville est la tête de série en France, sont dès à présent prêtes à relever les centrales de 2ème génération quand cela sera nécessaire. Néanmoins les délais de construction y compris les délais administratifs sont longs : de l'ordre de 8 ans et parfois plus. Il est donc indispensable d'anticiper d'une dizaine d'années le retrait des unités de 2ème génération qui arriveront à la fin de la durée de vie de leurs cuves.

> *[Il convient de se souvenir que Flamanville est une tête de série et que les enseignements de sa construction, notamment les aléas qui pèsent sur le planning et le coût de l'investissement, font partie de la courbe d'apprentissage. On voit déjà que les 2 EPR en cours de construction en Chine bénéficient de tous les enseignements français et finlandais. Ils sont bien plus avancés que l'EPR de Flamanville].*

Les auteurs de cette contribution considèrent indispensable de lancer un premier EPR en 2016 et d'un second en 2018 sur le même site pour des raisons d'économies et d'optimisation de leur exploitation et maintenace. Ces réacteurs seront les outils de relève des réacteurs de 2ème génération arrivant en fin de vie de leurs cuves.

En revanche, des nouvelles centrales à charbon n'ont pas été retenues

Les sites nucléaires actuels disposent de suffisamment de place pour ne pas avoir à en ouvrir de nouveaux. Ce qui constitue un avantage considérable en matière d'acceptation sociale La réfrigération peut également se faire en bord de fleuve en utilisant les tours d'aéroréfrigération, c'est-à-dire en transférant la source froide sur l'air atmosphèrique et non sur l'eau du fleuve. Cette disposition permet d'utiliser les infrastructures électriques très haute tension actuelles.

Cependant, compte tenu de leur coût d'investissement qui représente 70 % du coût de production, il est indispensable de les faire fonctionner en base malgré leur aptitude à faire du suivi de la consommation.

Le coût du MWh de tous ces nouveaux moyens de production est très supérieur à ceux du MWh issu des centrales nucléaires de 900 MWe pratiquement toutes en fin d'amortissement.

Le parc de production final, outre les Enr, doit comprendre des CCGT pour la compensation des intermittences et des centrales électronucléaires

La transition énergétique doit donc se faire en douceur pour ne pas alourdir inutilement la facture des ménages et des entreprises et ceci d'autant plus qu'il n'y aucune raison pour la faire à marche forcée.

➢ 4 – Mesurer l'impact sur l'économie nationale

Fessenheim a coûté 12 milliards de francs 1977, soit 2 milliards d'euros. Elle a bénéficié de l'amortissement sur une période de trente ans jusqu'au changement de règle pour passer à 40 ans, décision prise en 2 000.

Il restait donc 7 ans d'amortissement en 2 000 qui sont répartis désormais sur la période 2 000 à 2017.

Autant dire que le poids des amortissements comptables de la centrale (il ne reste que 5 ans) sur son compte d'exploitation est très faible. C'est la raison pour laquelle EDF déclare qu'elle rapporte 400 millions d'euros par an sur l'EBITDA de l'entreprise qui en fait profiter les consommateurs et acteurs économiques français.

Le coût des travaux demandés par l'ASN au titre de l'examen complémentaire de sûreté post-Fukushima sur le génie civil pour épaissir le béton sacrificiel de l'enceinte de confinement et ceux pour constituer une source froide ultime ne sont pas significatifs. D'après les informations données par EDF, les investissements à faire sont de l'ordre de 36 millions d'euros. Cependant, d'autres demandes sont faites comme l'installation d'un dispositif

électrogène de secours et il sera nécessaire de compter la participation de Fessenheim au coût de constitution et de maintenance de la force d'action rapide nucléaire (FARN).

La seule méthode de calcul, permettant d'évaluer le coût annuel après les 40 ans de fonctionnement, doit être fondée sur le coût de l'électricité de remplacement comparé à celle produite par Fessenheim pour évaluer l'impact de son arrêt prématuré.

Le rapport de la Cour des comptes, rendu public au début 2012, décompose le coût de production de l'électricité nucléaire pour l'ensemble du parc, de la façon suivante :

- **coût du combustible, y compris l'achat d'uranium naturel, : 5,21 euros par MWh,**
- **provision pour déconstruction et pour fin de cycle du combustible** : 2,62 euros par MWh avant que l'ANDRA (Agence Nationale pour les Déchets radioactifs) ne réévalue le coût de gestion des déchets. Sa réévaluation conduit à en augmenter le coût à prélever sur chaque MWh produit d'1 euro par MWh, **il est retenu 3,62 euros par MWh.** (A noter que ce poste est presque aussi élevé que le coût du combustible lui-même).
- **Soit, au total : 8,83 euros par MWh**.

Les autres dépenses d'exploitation sont :

- **Personnel EDF : 6,53 euros par MWh,**
- **consommations extérieures, y compris les prestations de personnel, 5,11 euros par MWh,**
- **impôts et taxes : 2,87 euros par MWh,**
- **fonctions centrales : 2,13 euros par MWh.**

Ceci donne un total de 25,47 euros par MWh pour une centrale complètement amortie.

C'est la réalité actuelle.

Il faut ajouter le coût des gros travaux qu'il convient de prévoir pour maintenir au meilleur niveau de sûreté les deux unités (travaux de jouvence !) de cette centrale pendant les 10 ans entre 40 et 50 ans, soit de 2018 à 2028 et la participation à la FARN. Un chiffre, volontairement élevé, de 50 millions d'euros par an a été retenu. Ce chiffre est à rapprocher de celui des actions en cours à la suite de l'accident de Fukushima.

Ramené à une production de 12 millions de MWh par an, ce chiffre représente un poste de 4,16 euros par MWh.

Au total, le coût de production sortie usine de Fessenheim serait de 29,6 euros par MWh en 2018, soit environ 30 euros par MWh.

A titre indicatif, la Cour des Comptes donne un coût de production de l'ordre de 33 euros par MWh pour l'ensemble du parc électrique national qui est plus jeune que Fessenheim, la valeur d'amortissement comptable étant en moyenne de l'ordre de 4 euros par MWh alors qu'elle est nulle à Fessenheim.

Il est tout à fait normal que ce coût soit plus bas que les demandes faites par le Président d'EDF lors du débat sur la loi Nome et sur le tarif de l'Arenh pour deux raisons:

- C'est le coût de production d'une centrale avec amortissement comptable de l'installation et non le coût courant économique, CCE, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation. Ce

CCE comme l'indique clairement la Cour des Comptes dans son rapport 2012, est proche de 50 euros par MWh pour la moyenne du parc EDF. Il rémunère le prix qu'un fournisseur serait disposé à payer s'il avait loué le parc nucléaire existant plutôt que le construire. *(CF. Pages 270 à 280 du Rapport de la Cour des Comptes sur le coût de l'électronucléaire).*

- Dans le secteur de la production d'électricité, il est indispensable de dégager un résultat net important pour constituer les réserves indispensables au renouvèlement de parc car il s'agit d'outils très capitalistiques amortissables sur au moins 40 ans. Ce constat est valable pour toutes les entreprises de ce secteur.

Ce chiffre de 30 euros par MWh pour Fessenheim est à comparer :

- **au montant actuel de la Contribution de Service Public de l'Electricité (CSPE). Cette contribution incorpore, pour plus de 80 %, le surcoût des énergies renouvelables par rapport à un coût artificiel de marché déterminé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Cette CSPE s'élevait en juillet 2012 à 10,5 euros par MWh hors taxes. Elle va de nouveau augmenter à la demande la CRE, pour mieux prendre en compte les surcoûts supportés par l'acheteur obligé qu'est EDF.** *(La dette cumulée de l'Etat vis-à-vis d'EDF relative à la CSPE est, en effet, actuellement de 4,5 milliards d'euros à comparer au coût d'un EPR de série).*

- **Au montant de l'équivalent de la CSPE payé par un ménage allemand qui était au mois de juillet 2012 de 39,5 euros par MWh soit 10 euros de plus que le coût du MWh produit à Fessenheim !**

Si l'on arrêtait Fessenheim en 2018, date de son quarantième anniversaire calendaire:

- les dépenses pour fonctions centrales ne seraient pas diminuées : 2,13 euros par MWh

- les impôts et taxes seraient au moins à diviser par 3 ou 4 par an, ce qui constituerait un manque à gagner important pour les collectivités locales et l'Etat.

Ces 2 postes ne seraient plus couverts par des recettes.

- les dépenses de personnel sont à diviser au moins par 10 par an et les consommations extérieures par plus de 100.

Ces 2 postes de dépenses seraient à prélever sur les provisions constituées dans les comptes d'exploitation d'EDF pour la déconstruction.

Si l'on remplaçait, en 2017, les 12 TWh produits par an par Fessenheim, par de l'électricité provenant :

- pour moitié d'éoliennes en mer et à terre avec un coût moyen de 150 euros par MWh (220 pour l'off-shore et 80 pour le terrestre),

- pour moitié par de l'électricité provenant de centrales à cycle combiné au gaz, soit 110 euros par MWh

Le coût moyen d'électricité de remplacement serait de 130 euros par MWh.
Le différentiel de coût serait alors d'environ 100 euros par MWh.

Un deuxième calcul a été fait en prenant le coût de production d'une CCGT inchangé par rapport au coût actuel soit 70 euros par MWh pour voir l'incidence des coûts variables.

Le coût moyen de l'électricité de remplacement serait alors de 110 euros par MWh.

Le différentiel de coût serait alors de 80 euros par MWh

(Cette hypothèse n'est valable que si l'on exploite les gisements de gaz de schiste indigènes. Or même si cette décision était prise aujourd'hui, les temps nécessaires à l'exploration du sous-sol, à la mise au point de techniques de fracturation acceptables par le public et celui de l'exploitation industrielle ne peuvent laisser espérer une production significative avant 2025)

Les 2 différentiels de coût retenus sont élevés car nous sommes dans une perspective 2017-2025, périodes où les ressources seront rares.

A noter que la prolongation de la durée de vie de Fessenheim jusqu'à 50 ans, si l'ASN considérait que la centrale est sûre, entraînerait à la fois un différé des dépenses de déconstruction et une participation de 10 ans supplémentaires des MWh produits par la centrale à la constitution des provisions de déconstruction et de fin du cycle du combustible tel que cela se pratique aujourd'hui.

Le coût de déconstruction d'une centrale nucléaire analogue aux USA est connu. Il est de l'ordre de 500 millions de $.

Il est retenu, dans les calculs actualisés présentés, une somme de 600 millions d'euros qui au lieu d'être engagée dès 2018 ne le serait qu'après 2028 pour une prolongation de 10 ans ou 2038 en cas de prolongation à 60 ans.

Deux taux d'actualisation ont été retenus :

- Le taux d'actualisation de 4 % qui est un taux de développement durable.
- Le taux d'actualisation de 8 %, retenu par la Commission Percebois et Mandil dans le rapport « Energies2050 » du Centre d'Analyse Stratégique, est une référence appropriée s'agissant d'investissements risqués et capitalistiques. Il est homogène au taux du Plan et il est repris par la Cour des Comptes, les rapports Champsaur, etc. Le taux de 4% est a contrario le taux sans risque pour les éoliennes et le photovoltaïque dont toute l'énergie produite est achetée à un tarif fixé à l'avance pour couvrir les coûts complets.

  A noter qu'en pages 171 et 172 de leur rapport, Messieurs Percebois et Mandil ont effectué un calcul du décalage de 40 à 60 ans d'une unité de 900 MWe dont le coût du MWh pris en compte est de 25 euros et le coût de remplacement par des CCGT uniquement est de 70 € par MWh, soit un différentiel de 45 euros par MWh avec un taux d'actualisation de 8 %. Ce calcul aboutit à 1,8 milliard d'euros par an.

Comme le montrent les calculs de l'annexe 5, repris dans les 2 tableaux ci-dessous l'arrêt de Fessenheim obligerait donc la collectivité nationale à dépenser au moins 1 milliard d'euros supplémentaires chaque année pour son électricité s'il y avait une la prolongation à 50 ans et près de 2 milliards d'euros par an pour une prolongation à 60 ans comme vient de l'obtenir la centrale de référence de Fessenheim, Beaver Valley, aux USA.

Ces chiffres ne comprennent pas la sécurité d'approvisionnement électrique du pays Un défaut d'approvisionnement présenterait un montant considérable par ses répercussions sur la vie économique.

	Pertes actualisées sur 10 ans	Pertes actualisées annuelles	Pertes actualisées sur 20 ans	Pertes actualisées annuelles

Taux d'actualisation = 4 %	**8 667 milliards d'euros**	**0,866 milliard d'euros par an**	**13 848 milliards d'euros**	**1 384 milliard d'euros par an**
Taux d'actualisation = 8 %	**7 280 milliards d'euros**	**0,728 milliard d'euros par an**	**10 274 milliards d'euros**	**1,027 milliard d'euros par an**

Tableau pour un différentiel de coût de 80 euros par MWh qui correspondrait à un coût moyen, le plus bas et assez irréaliste, d'une production CCGT de 70 euros par MWh, inchangé par rapport à 2011

	Pertes actualisées sur 10 ans	**Pertes actualisées annuelles**	**Pertes actualisées sur 20 ans**	**Pertes actualisées annuelles**
Taux d'actualisation = 4 %	**10 785 milliards d'euros**	**1 078 milliards d'euros par an**	**17 228 milliards d'euros**	**1 722 milliard d'euros par an**
Taux d'actualisation = 8 %	**9 019 milliards d'euros**	**0, 901 milliard d'euros par an**	**12 599 milliards d'euros**	**1 259 milliard d'euros par an**

Pour un coût différentiel de 100 euros par MWh le plus haut, mais réaliste, car il correspond au coût du MWh produit par une CCGT à 110 euros par MWh à horizon 2017-2025

(cf. Note 5 sur les résultats des coûts actualisés avec un taux de 4 % et 8 %).

Si l'on fait ce calcul pour l'ensemble des 12 paires d'unités qui seraient à arrêter entre 2016 et 2025, il faudrait ajouter plus d'un milliard d'euros supplémentaire à chaque arrêt d'une paire d'unités. Si bien qu'avec 12 paires d'unités arrêtées, la perte représenterait de l'ordre de 12 milliards d'euros par an pour le pays en 2025.

Sur une période de 10 ans, 2016 à 2025, la France dilapiderait ainsi et sans raison un capital cumulé d'environ 60 milliards d'euros!

Ces calculs donnent des résultats analogues à ceux produits par l'Union Française de l'Electricité et le Rapport du Centre d'Analyse Stratégique« Energies 2050 » rédigé par Mrs Percebois et Mandil.

- le rapport UFE de novembre 2011 donne, à horizon 2030, un écart de coût de production (= énergie + CSPE) de 17 euros par MWh entre scénario de référence et « 50% de nucléaire », soit pour 600 TWh de demande, un surcoût de 10,2 milliards d'euros par an.

- le rapport «Energies 2050 » de février 2012, donne à horizon 2030 la comparaison entre un scénario de prolongation du nucléaire historique et une sortie partielle du nucléaire (= 50% nucléaire), avec des variantes sur les prix du gaz, du nucléaire, et des politiques de MDE. (cf. p 187 du rapport). Pour 600 TWh, cela donne 11,1 milliards d'euros.

- A noter également un fait réel : l'arrêt prolongé pour un durée indéterminée de Tihange 2 en Belgique coûte dès à présent 30 millions d'euros par mois soit 360 millions d'euros en moyenne annuelle. Avec Doel 3 qui est dans la même situation, cela fait en 2012, 720 millions d'euros par an alors que l'électricité de remplacement est moins coûteuse aujourd'hui qu'elle ne le sera en 2017.

Perdre de telles sommes ne serait pas raisonnable dès lors que la sûreté nucléaire est garantie !

En outre, **remplacer du nucléaire par des centrales à cycles combinés à gaz (CCGT**), au moins pour moitié, ferait perdre une partie de l'indépendance énergétique française qui est déjà actuellement inférieure à 50% et surtout **accroîtrait le déséquilibre de notre balance des paiements, ce que le pays ne supporterait pas.**

Le coût de l'uranium naturel importé par la France chaque année est inférieur à un milliard d'euros pour l'ensemble du parc. La faiblesse de cette somme et des quantités utilisées permet de stocker plusieurs années de fonctionnement sur les sites de Malvési et de Tricastin.

De plus, l'enrichissement en isotope 235 de l'uranium a permis de stocker de grandes quantités d'uranium appauvri. Le combustible mixte « oxydes d'uranium et de plutonium issu du retraitement » nommé MOX, permet d'utiliser l'uranium appauvri et donc d'économiser les acquisitions d'uranium naturel. Actuellement 20 unités sur les 58 sont chargées en MOX.

Enfin, la nouvelle usine d'enrichissement, Georges Besse 2, permettra d'enrichir l'uranium de retraitement dont la teneur en isotope fissile 235 est supérieure à la teneur en U 235 de l'uranium naturel.

Ce sont ces considérations qui expliquent que l'uranium naturel pèse très peu dans nos importations.

➢ 5 - Prendre en compte les conséquences sociales

- **5 – 1. Impact sur les emplois**

Le coût de production d'un kWh d'origine nucléaire est constitué à 95 % de valeur ajoutée réalisée en France.

Seul l'achat du minerai d'uranium naturel est une dépense extérieure et elle est faible, inférieure à 1 milliard par an pour les 58 unités du parc et elle va encore baisser comme expliqué ci-dessus.

Il y a plus de valeur ajoutée dans un kWh d'origine nucléaire que dans un kg d'Airbus !

Ceci permet de comprendre que remplacer du nucléaire par des CCGT, qui sont des machines très automatisées, utilisant **le gaz naturel, ressource noble, coûteuse et importée**, a un impact considérable sur l'emploi.

C'est la raison pour laquelle une centrale comprenant 4 CCGT de 450 MWe fonctionne avec 40 à 50 personnes sur le site et ne génère que peu d'emplois externes.

Fessenheim emploie 1 000 personnes sur le site, 800 EDF et 200 prestataires permanents, auxquels il faut ajouter tout ce qui a trait au cycle du combustible et aux interventions sur les matériels lors des révisions.

L'estimation de 2 000 emplois directs et indirects qui a été faite par un cabinet d'experts est une réalité.

Là aussi, entre 2017 et 2025, la France se séparerait d'environ 24 000 agents hautement qualifiés (chiffre donné a minima car beaucoup d'entreprises prestataires de services et fabricantes d'équipements de rechange ne supporteraient pas le choc d'une perte de chiffre d'affaire de cette importance) et de toute la chaîne de formation que cela suppose.

L'impact dans la France entière serait considérable car, outre les sites, il faut y ajouter la chaîne de fabrication et de retraitement des combustibles ainsi que toutes les entreprises indispensables à la maintenance et à la fabrication du matériel neuf de remplacement.

Il faut le dire et le redire : l'électricité d'origine nucléaire est une véritable ressource d'énergie nationale à plus de 95 %. Seul le minerai est importé, le reste est constitué avant tout de savoir-faire de haut niveau de qualification et d'emplois nationaux !

- **5 – 2. Impact sur l'ensemble de la population.**

En cette fin d'année 2012, de nombreux sondages montrent que près d'un foyer français sur deux est contraint de limiter son chauffage, qu'il soit au gaz, au fioul où à l'électricité, en raison du montant des factures.

Le tableau (fig. 13) ci-dessous montre les prix de l'électricité en euros par MWh comparés en France, en Espagne et en Allemagne.

	Allemagne	Espagne	France
Energie	50	64	40
Commercialisation	9	5	11
Réseaux	75	34	41
Taxes EnR	46	35	9
Autres taxes	54	36	31
Annuités du déficit	-	14	-
Prix de vente	**234**	**188**	**132**
Coûts non répercutés	-	29	-

Fig. 13. Comparaison des prix entre la France, l'Espagne et l'Allemagne

Le cas espagnol fait apparaître 29 euros par MWh non répercutés sur le prix de vente. Il s'agit d'une part du surcoût d'achat des énergies renouvelables non remboursée par l'Etat aux acheteurs obligés, c'est-à-dire aux opérateurs électriciens espagnols. L'Etat espagnol doit ainsi plus de 24 milliards d'euros aux opérateurs qui sont tous en grande difficulté financière et incapables de faire de nouveaux investissements.

La situation comparable à la France est celle de l'Allemagne où le prix pour un foyer domestique est de 234 euros TTC par MWh contre 132 euros TTC par MWh en France (malgré la dette cumulée de 4,5 milliards d'euros au titre de la CSPE de l'Etat vis-à-vis de l'acheteur obligé EDF).

On comprend mieux dès lors les fortes réactions des foyers et des entreprises allemands à la hausse à venir des coûts de l'électricité pour prendre en compte à la fois une augmentation sensible de la puissance installée en électricité d'origine renouvelable aléatoire et la construction des réseaux à très haute tension indispensables au transport de cette électricité depuis les zones de production vers les zones de consommation. Rien que ce renforcement des réseaux est estimée en Allemagne à 20 milliards d'euros et ils font l'objet de vives contestions sociales.

Les tableaux ci-dessous donnent les prix aux ménages et aux entreprises.

Prix aux ménages

Prix en c€/kWh*	2010			
	HTT	Hors TVA	TTC	TTC (PPA)
Danemark	10,85	19,78	24,73	19,47
Italie	17,64	21,87	23,95	26,18
Allemagne	13,49	19,84	23,60	25,11
Malte	21,44	21,44	22,57	33,61
Chypre	15,96	16,41	18,82	23,37
Pays-Bas	12,27	15,37	18,29	17,77
Autriche	13,05	15,01	18,01	18,16
Belgique	13,17	14,88	18,01	17,62
Zone euro	**12,28**	**15,28**	**17,77**	**19,06**
Irlande	15,44	15,52	17,62	17,21
Suède	11,27	14,07	17,57	15,77
Espagne	14,13	14,85	17,36	21,02
Union européenne	**11,99**	**14,34**	**16,61**	**20,12**
Luxembourg	13,66	15,64	16,57	15,42
Hongrie	12,70	12,82	16,03	28,68
Portugal	10,44	15,00	15,84	21,41
Slovaquie	12,15	12,15	14,46	24,51
Grèce	11,14	12,68	13,96	16,50
Slovénie	10,47	11,49	13,79	18,84
Pologne	10,36	10,86	13,25	24,18
Royaume-Uni	12,35	12,35	12,96	14,59
République tchèque	10,60	10,72	12,87	20,88
Finlande	9,40	10,28	12,59	11,79
France	**8,82**	**10,15**	**11,91**	**11,91**
Lituanie	9,42	9,42	11,39	21,01
Lettonie	9,53	9,53	10,48	18,36
Roumanie	8,31	8,31	10,19	21,66
Estonie	6,66	7,88	9,45	15,73
Bulgarie	6,83	6,83	8,20	20,67

* Triés par prix TTC décroissants

Source : SOeS d'après Eurostat, enquête sur les prix de l'électricité et du gaz

Figure 14.Prix de vente aux ménages en cts par kWh.
(A multiplier par 10 pour avoir les prix en euros/MWh).

Toutes les solutions évoquées dans le point sur les impacts économiques et les solutions de remplacement conduisent à une évolution rapide vers 200 euros par MWh et plus, soit 50 % de plus qu'aujourd'hui pour les ménages français et une augmentation de même ampleur pour les entreprises. Cf. Figures 14 et 15.

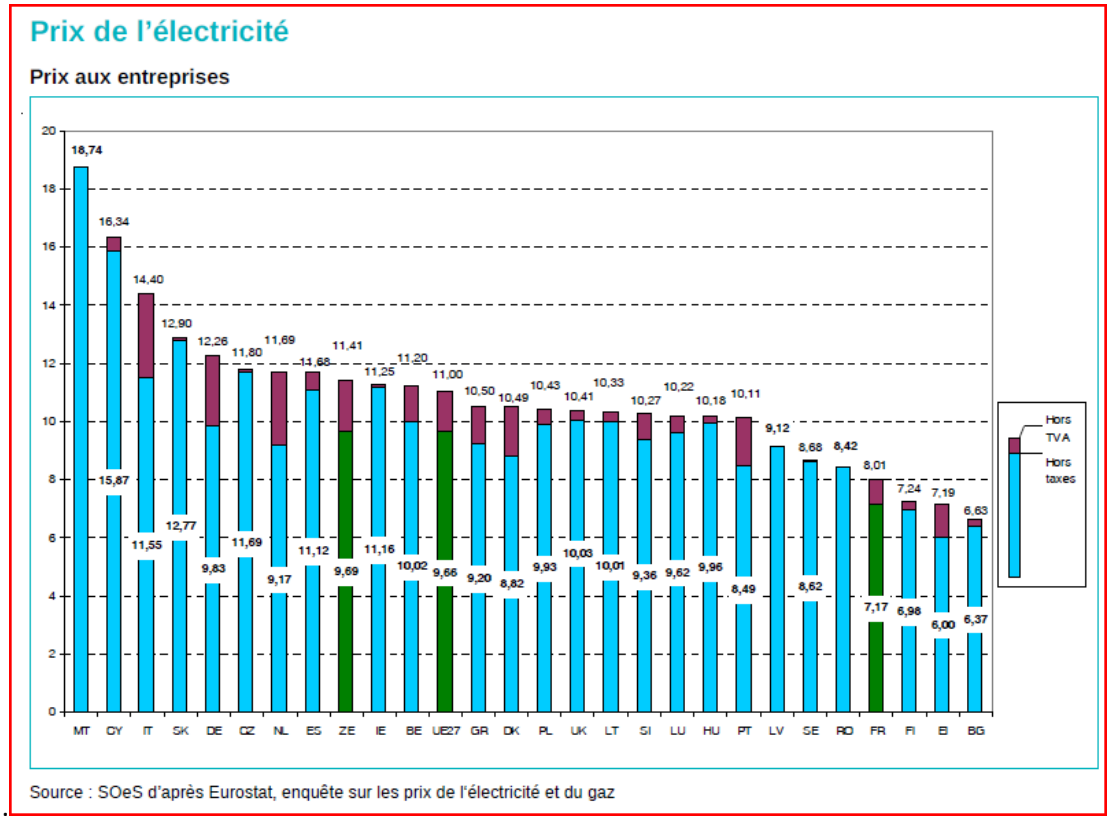


Figure 15. Couts comparés de l'électricité aux entreprises dans les pays de l'UE.
(A multiplier par 10 pour avoir les prix en euros par MWh).
Source Ministère de l'industrie. 2011 pour 2010.

A l'heure actuelle, il n'est pas possible d'ignorer les problèmes de compétitivité de notre secteur économique et la paupérisation de la population. (Cf. Rapport Gallois).
Aussi toute augmentation des prix de l'électricité et de l'énergie, en général, accroit le chômage et les difficultés financières des ménages et des entreprises. Elle doit donc rester limitée et seulement liée au renouvellement du parc électronucléaire actuel, lorsque les échéances le justifieront. Le bouquet des moyens de production électriques de remplacement devra être optimisé, à cette échéance, à la fois pour maîtriser les coûts de production-transport et permettre une pénétration raisonnée des EnR intermittentes et aléatoires.

Curieusement les secteurs de construction européens d'éoliennes et de cellules photovoltaïques sont en grande difficulté. Cela se traduit par des licenciements massifs. En un seul mois, ces fabricants ont annoncé la suppression de plus de 10 000 emplois en Europe. Le discours suivant lequel ces filières créent beaucoup d'emplois est sérieusement battu en brèche.

➢ 6 – Maintenir un haut niveau de sûreté nucléaire

Si la France décide de ne pas de lancer de nouvelles construction d'ici 2016, le signal envoyé aux écoles d'ingénieurs et de techniciens supérieurs va réduire significativement le nombre de jeunes étudiants qui aujourd'hui font le choix des formations en génie nucléaire. Et beaucoup d'établissements fermeront cette option faute de candidats.

Cette situation rendrait impossible l'attraction de nouveaux talents par ce secteur industriel.

Elle risquerait de condamner l'industrie nucléaire française. Elle pourrait ne plus lui permettre d'exporter. Tout comme elle risquerait même de ne plus lui permettre d'assurer une part notable du mix énergétique au delà de 2025.

Au moment où le problème de la désindustrialisation de la France fait l'objet de nombreux débats, l'argument selon lequel l'orientation du gouvernement risquerait de condamner une des rares filières française réputée pour son savoir faire ainsi que son sérieux et largement exportatrice aurait une influence conséquente pour l'avenir.

Par ailleurs, toute action qui engagerait le nucléaire dans une situation sans futur obèrerait gravement la sûreté.

Non seulement, il ne serait plus possible d'attirer de jeunes talents mais de plus on assisterait à une fuite des personnels hautement qualifiés vers des secteurs porteurs d'avenir.

Voici le témoignage très récent d'un responsable d'enseignement supérieur :

« En ce qui concerne l'attraction des talents, on commence à avoir des statistiques au niveau des masters. Alors qu'au printemps-été 2011 il n'y avait eu aucun "effet Fukushima" sur les candidatures des étudiants aux masters et parcours nucléaires dans les écoles d'ingénieurs (pas de baisse, même une légère hausse), cela n'a pas été le cas ce printemps et cet été 2012.

On peut donc parler presque certainement d'un effet "campagne électorale et annonces gouvernementales" sur la vision des jeunes scientifiques. Elle brise une tendance à la hausse qui se dessinait depuis plusieurs années et que Fukushima n'avait pas arrêtée.

Les statistiques 2012-13 ne sont pas complètes mais tout indique qu'on peut s'attendre à une baisse de 20% des candidatures et aussi des effectifs.

Le "message politique énergétique" de notre nouveau gouvernement a certainement été bien entendu par la jeune génération. Espérons que ce n'est que sur cette année.

Ceci a lieu en dépit de la stabilité annoncée des recrutements ingénieurs par EDF (pas le cas pour AREVA, semble-t-il, en tous cas pas le message qui passe dans les master-école d'ingénieurs) et du fait que EDF soit cette année la première du classement de "l'entreprise française la plus attractive" dans les écoles d'ingénieurs ».

Ce témoignage indique clairement que les jeunes scientifiques font le choix de filières porteuses et renoncent à celles qui ne semblent pas avoir d'avenir. Or les jeunes promotions d'ingénieurs qui commencent leur cycle en 2012 seront sur le marché de l'emploi en 2015. Ils cherchent déjà les secteurs les plus porteurs d'avenir à cette échéance et c'est tout à fait normal.

Quant à la « fuite des meilleurs », les Allemands en font l'amère expérience depuis 2011. Siemens a abandonné tout son secteur nucléaire et toutes les entreprises liées à ce secteur d'activité ont cessé de travailler pour le nucléaire.

Si le gouvernement allemand demandait le redémarrage de quelques réacteurs parmi les 9 arrêtés après l'accident de Fukushima, les électriciens auraient besoin de 2 ans pour reformer les personnels indispensables à l'exploitation et la maintenance et ils auraient des exigences sur la poursuite de cette activité.

Dans un contexte de chômage important, les agents hautement qualifiés du secteur électronucléaire n'attendraient pas les compressions de personnel mais ils les anticiperaient. Ce sont toujours les plus dynamiques et les meilleurs qui partent en premier.

Donc pour la sûreté, on pourrait parler d'une **« hémorragie sans possibilité de transfusion ».**

S'agissant de la déconstruction, les ingénieurs EDF du CIDEN à Villeurbanne, unité dédiée à ces opérations, sont actuellement mobilisés par la déconstruction de 9 unités d'EDF. Ces 9 unités couvrent quatre filières :

- Une centrale à eau lourde.
- Les centrales à uranium naturel utilisant le graphite comme modérateur et refroidies par du gaz carbonique. Cette filière représente elle-même cinq sous filières.
- La filière à neutrons rapides refroidies au sodium.
- La filière des réacteurs à eau sous pression.

Aucun pays industrialisé au monde n'a une telle somme de compétences dans le domaine de la déconstruction.

Les ingénieurs du CIDEN proviennent des équipes de conception et d'exploitation pour apporter leurs connaissances des installations. Ils ne font qu'un passage d'une durée limitée dans cette unité avant de repartir vers leur profession d'origine.

Il est inconcevable de faire une carrière d'ingénieur qui dure 40 ans dans la déconstruction! Les jeunes ne sont pas intéressés par la destruction d'ouvrages mais ils sont attirées par les investissements créateurs de valeur ajoutée dans le futur

Enfin, contrairement à ce que nous connaissons aujourd'hui, avec 9 centrales en déconstruction de 4 filières différentes, les centrales à déconstruire dans le futur sont toutes de la filière à eau sous pression dont la « petite sœur », Chooz A dans les Ardennes, est en cours de déconstruction avancée.

Toutes les procédures et les technologies sont testées sur Chooz A et rares seront les procédures et les techniques restants à inventer en matière d'ingénierie dans le futur.

➢ 7 – Protéger l'environnement

La France est en tête du classement européen, hors pays scandinaves, en matière d'émission de gaz à effet de serre : 5,5 tonnes de CO2 par an et par habitant contre 9,2 en Allemagne.

(Extrait du rapport de décembre 2011 du Commissariat général du développement durable (Ministère de l'Ecologie du Développement durable des Transports et du Logement).

Les émissions de CO2 dues à la combustion d'énergies en 2009 :

- *Allemagne 750 Mt,*
- *France 354 Mt,*
- *USA 5 195 Mt*
- *Monde 29 Milliards de tonnes*

Emissions par point de PIB :

- *Dans l'UE à 15, les émissions ont été de 277 t de CO2 par point de PIB*
- *France : 208 t par point de PIB (2ème rang derrière la Suède).*
- *Allemagne : 334 t par point de PIB.*

- *USA : 457 t par point PIB.*
- *pour l'ensemble du monde 451 par point de PIB*

Emissions par habitant et par an

- *France 5,5 t par habitant.*
- *Allemagne 9,2 t par habitant*
- *USA : 16,9 t par habitant*

Au niveau mondial 55% des émissions proviennent de l'industrie lourde.

Parmi ces 55%, elles se répartissent ainsi :

- *La production d'électricité : 38%*
- *Les cimenteries : 8%*
- *Le secteur transformation de l'énergie (pétrole, gaz, raffinage...) : 7%*
- *la sidérurgie : 3%*

Pour la France (source SOeS. calcul simplifié à partir du bilan des énergies juin 2009) 372 millions de tonnes ont été émises en 2008.

Les émissions se répartissent entre :

- *Les transports : 38%*
- *Les secteurs résidentiels et tertiaires : 26%*
- *L'industrie et l'agriculture : 21%*
- *La production électrique, parc de référence : 8% (dont 26,7 Mt rejetées par le le secteur transformation de l'énergie : 6%*

En 1980 la production électrique était responsable de l'émission de 106 Mt de CO_2.
En 1990, de 39 Mt
En 2008 de 33 Mt en 2008.

Cette baisse spectaculaire est liée à la montée en puissance de l'électronucléaire.

En France l'émission globale moyenne de la production d'électricité est de 79 g par kWh.

La répartition par mode de production :

- *Nucléaire 3 g par kWh*
- *Hydraulique 5 g par kWh*
- *Charbon 900 g par kWh*
- *Fioul-pointe 1 100 g par kWh*
- *hors parc 500 g par kWh Importé*
-

Comme on le voit dans les statistiques du Ministère, la situation de la France résulte simplement du fait que le secteur électrique est le 4ième émetteur de gaz carbonique en France alors qu'il est le premier ailleurs.

L'électricité française est décarbonée à 90 %. Ce qui, d'ailleurs, ne nous laisse que très peu de marge de manœuvre pour réduire encore les émissions dans le futur.

Lors de la Conférence de Copenhague en 2009 qui faisait suite aux accords de Kyoto, la France, qui en a été le moteur, a proposé:

- Une réduction de 25 % de ses émissions en 2020 par rapport à la référence de 1990, objectif qui devrait être atteint mais difficilement.
- De se placer sur une trajectoire qui lui permettrait d'atteindre une division par 4 des émissions de CO2 en 2050, soit 1,5 tonne par an et par habitant. C'est un engagement très difficile voire impossible à tenir.

Cette Conférence n'a pas débouché sur un accord international. Néanmoins ce sont ces chiffres qui ont été retenus dans les feuilles de route issues du Grenelle de l'Environnement.

Pour confirmer les engagements de la France dans la lutte pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la protection de l'Environnement, le Président de la République a été l'un des rares chefs d'Etat des pays industrialisés à se rendre à la Conférence de Rio et à y prononcer un discours pour bien montrer le sérieux des intentions de la France.

Ces engagements ont été pris pour essayer de limiter les impacts sur le climat liés aux émissions anthropiques de gaz à effet de serre, notamment la montée des températures et tout le cortège des conséquences qui en résultent, ainsi que les dérèglements climatiques qui semblent se multiplier.

Le chemin proposé, s'il était suivi, conduirait, en réalité, à augmenter considérablement nos émissions de gaz à effet de serre qui, outre le gaz carbonique, résultant de la combustion des hydrocarbures, comprennent aussi les rejets directs de méthane via les fuites sur les réseaux et les stations de détente et compression.

Les émissions de gaz carbonique entrainées par la production de 110 TWh par des CCGT donneraient, à elles seules, une augmentation de 1 tonne par an et habitant !

Par ailleurs, un cycle combiné à gaz fonctionne, pour la partie turboréacteur, à des températures très élevées qui oxydent l'azote de l'air. Malgré les dispositifs de dénitrification qui n'ont pas un rendement de 100 %, ces émissions d'oxydes d'azote ont trois effets :

- La recomposition avec l'humidité de l'air pour donner de l'acide nitrique qui retombe sur les sols à proximité des points d'émission des rejets gazeux,
- La libération d'ozone, gaz irritant, dans la couche la plus basse de l'atmosphère,
- Et, de façon plus éloignée des points d'émission des rejets gazeux, se produit une recombinaison chimique qui transforme ces oxydes d'azote en nitrates aérosols. Ces nitrates retombent alors sur les sols. Une partie sert de nutriment à la végétation et la partie excédentaire se retrouve dans les cours d'eau par ruissellement. La pollution par les nitrates des eaux superficielles n'est pas seulement d'origine agricole.

On voit donc bien que les orientations en matière de production électrique auraient un impact sensible sur notre environnement et, dans ce cas précis, nous retrouvons une pollution de l'air, des eaux et des sols.

8 –Conserver un solde exportateur dans nos échanges avec les autres pays de l'UE

Comme cela a été vu plus haut, le kWh nucléaire est à très haute valeur ajoutée d'où l'intérêt de la France à conserver sa capacité à avoir un solde exportateur dans les échanges avec les pays voisins.

En exportant des MWh, c'est du travail quasi 100% français que l'on exporte !

La France et les pays qui l'entourent ont depuis très longtemps des interconnexions électriques.

Le rôle de ces interconnexions est double :

- Assurer la sûreté du réseau électrique européen, voire au-delà, en cas de défaillance importante de l'appareil de production ou de transport électrique de l'un des pays,

- Optimiser la puissance installée dans chaque pays car les pointes de consommation ne se situent pas au même moment. Les spécialistes expliquent que ces interconnexions permettent de réduire de 10 % la puissance installée dans chaque pays en allant chercher dans les pays voisins une contribution aux besoins de puissance de pointe. Or, dans ce domaine extrêmement capitalistique, la diminution de la puissance installée et l'optimisation de la production sont deux facteurs non négligeables de réduction des factures finales.

A tout instant, chaque pays échange avec ses voisins comme on peut le voir sur le site de RTE. C'est à la fin d'une année que l'on fait le bilan entre les importations et les exportations.

La France a des échanges équilibrés avec l'Allemagne et l'Espagne Elle est exportatrice en bilan annuel avec les autres pays.

En moyenne, durant ces dernières années, le solde exportateur a été de l'ordre de 50 TWh, soit 10 % de la consommation intérieure. Et grâce à des outils de production particulièrement performants et qui le seront de plus en plus, elle n'aura aucune difficulté à exporter vers tous ses voisins qui connaîtront une hausse substantielle des prix de leur électricité indigène et de leur consommation.

Ceci à la condition qu'elle en ait la possibilité.

VOLUMES CONTRACTUALISÉS	IMPORTATIONS		EXPORTATIONS	
	Énergie (TWh)	Variation 2011/2010	Énergie (TWh)	Variation 2011/2010
Belgique (BE)	2,1	-57%	7,9	+102%
Allemagne (DE)	8,4	-47%	10,8	+16%
Suisse (CH)	2,4	-60%	27,6	+8%
Italie (IT)	0,8	-38%	16,9	-3%
Espagne (ES)	3,1	-13%	4,5	+138%
Grande-Bretagne (GB)	2,9	-46%	7,7	-9%
Total	**19,7**	**-47%**	**75,4**	**+13%**

Ces échanges intègrent toutes les transactions mises en place par RTE.

Fig. 16. Solde des échanges de la France avec les pays voisins et évolutions. *Source RTE*

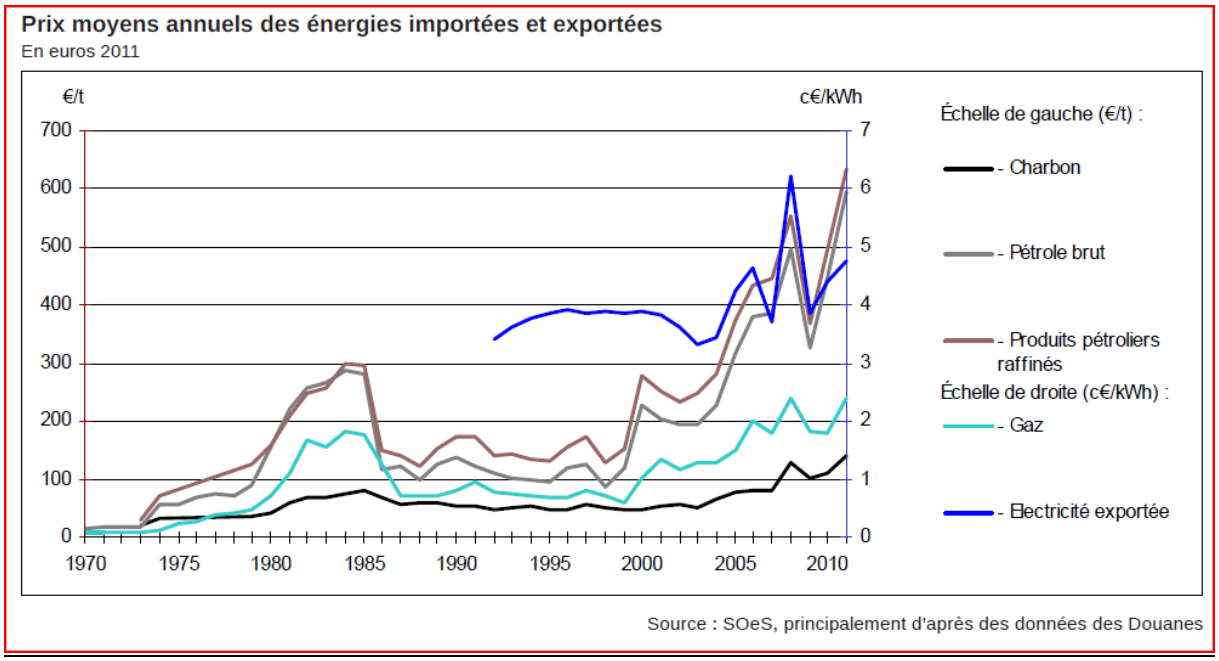


Figure 17. *Source Ministère*

<u>Exporter des kWh avec une marge significative vers des pays de la zone euro, beaucoup d'industriels en rêvent !</u>
Et conserver un haut niveau d'emplois qualifiés dans le secteur de la transformation énergétique doit rester un objectif social.

De plus, l'ASN considère indispensable d'avoir un parc de production suffisant pour pouvoir faire face à des arrêts simultanés, consécutifs à des problèmes génériques, sans être contrainte par les exigences de l'approvisionnement du pays ce qui serait en totale contradiction avec sa mission.
Cf. la déclaration récente de Monsieur André-Claude Lacoste

Mais il n'y a pas que les exportations d'électricité.

La France exporte aussi beaucoup d'équipements pour tous les types de réacteur, de matériels comme la robinetterie, les moyens de levage, les composants de remplacement des centrales en fonctionnement de toutes les filières. Le pôle électronucléaire de Bourgogne est fournisseur dans le monde entier. De plus bien d'autres matériels « made in France » dans des domaines très divers.

La France exporte également ses savoir-faire en exploitation, maintenance, sûreté et formation.

Elle exporte des assemblages combustibles neufs et du retraitement de combustible usé. Et réexpédie les déchets issus du retraitement vers les pays d'origine

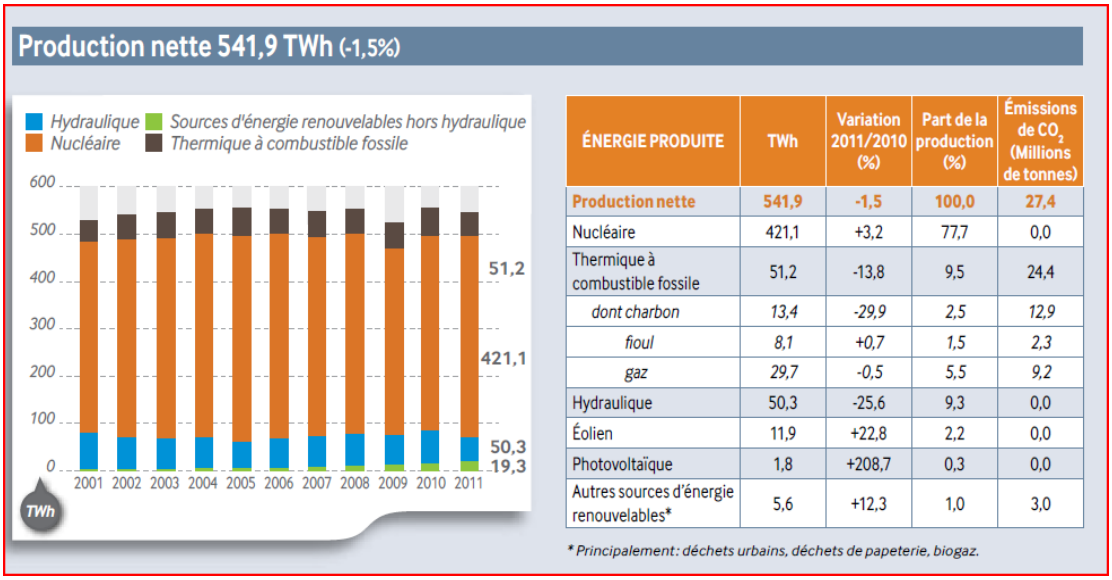
La contribution des responsables d'entreprises, des ingénieurs et des scientifiques, au débat en cours sur la transition énergétique

La politique de production d'électricité d'un pays comme la France, qui ne dispose que de très peu de ressources d'énergie primaire sur son territoire, nécessite la consultation de ceux qui ont une longue expérience des différents domaines énergétiques et de leurs impacts sociaux, économiques et environnementaux.

La production d'électricité en France en 2025 serait de 660 TWh dans un contexte de redressement économique et industriel en tenant compte d'une capacité à avoir un solde exportateur de 60 TWh.

Ce chiffre prend en compte un effort conséquent d économies d'énergie.

Si l'on conserve la capacité de production que le parc nucléaire aura atteinte en 2016 soit 436 TWh, la part relative de l'électricité d'origine nucléaire serait alors de 66 %. Nous connaitrions donc une tendance naturelle à un rééquilibrage compatible avec notre économie et avec l'arrivée des énergies renouvelables intermittentes et aléatoires qui nécessitent une compensation par des centrales à cycles combinés au gaz (CCGT).



ÉNERGIE PRODUITE	TWh	Variation 2011/2010 (%)	Part de la production (%)	Émissions de CO_2 (Millions de tonnes)
Production nette	**541,9**	**-1,5**	**100,0**	**27,4**
Nucléaire	421,1	+3,2	77,7	0,0
Thermique à combustible fossile	51,2	-13,8	9,5	24,4
dont charbon	*13,4*	*-29,9*	*2,5*	*12,9*
fioul	*8,1*	*+0,7*	*1,5*	*2,3*
gaz	*29,7*	*-0,5*	*5,5*	*9,2*
Hydraulique	50,3	-25,6	9,3	0,0
Éolien	11,9	+22,8	2,2	0,0
Photovoltaïque	1,8	+208,7	0,3	0,0
Autres sources d'énergie renouvelables*	5,6	+12,3	1,0	3,0

** Principalement : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.*

Figure 18. *Source RTE*

Il est donc proposé de conserver à notre pays sa capacité électronucléaire de 2016, soit 436 TWh et une capacité d'exportation égale à 10 % de la consommation intérieure.

A cette production s'ajouteraient progressivement d'ici 2025 :

- 60 TWh d'hydraulique ; capacité actuelle.
- 60 TWh d'éolien et photovoltaïque, énergies aléatoires et intermittentes(à comparer aux 12 et 1,8 TWh de 2011). Cette augmentation très importante ne peut avoir lieu que :
    - si les coûts de production de ces EnR, de leur transport et des nécessités de construction de CCGT de compensation sont supportables par le corps social et le tissu économique.

- Si les injections massives de puissance dans le réseau lorsqu'elles atteignent leur puissance nominale est supportable sans conduire à des renforcements tels que les coûts de transport en seraient sérieusement affectés.

Dans ce domaine l'Allemagne nous montre actuellement que le risque d'introduction massive conduit à des prix insupportables qui vont conduire le corps social au rejet de tous les nouveaux projets.

- 100 TWh de centrales à cycle combiné au gaz (CCGT), à mettre en service au fur et à mesure de l'arrivée des EnR intermittentes avec les réserves ci-dessus. Leur part relative dépendant des évolutions des coûts de production et des engagements de politique climatique. Les renouvelables intermittentes et aléatoires seraient alors compensées pour partie par l'hydraulique d'éclusées et les CCGT.

Pour être réaliste sur le plan technique, économique, social, environnemental et conserver des marges sur la sûreté du réseau électrique et sur la sûreté du parc nucléaire, il est donc proposé une transition progressive vers des énergies renouvelables intermittentes et aléatoires compensées par des CCGT au fur et à mesure des besoins et complétées par des réacteurs de 3ème génération en relève des précédents qui arriveraient en fin de vie de leurs cuves.

Les auteurs de cette contribution considèrent indispensable de lancer un premier EPR en 2016 etun second en 2018 sur le même site. Ces réacteurs seront les outils de relève des réacteurs de 2ème génération arrivant en fin de vie de leurs cuves.

Lancer une paire de réacteur sur un même site permet des économies substantielles de chantier car les corps d'état qui se succèdent glissent du premier chantier sur le second en intégrant immédiatement le retour d'expérience. Ensuite, en phase d'exploitation un site disposant de 2 réacteurs de même type permet d'avoir une taille critique pour les équipes de conduite, de maintenance et de sûreté.

Ce lancement rapproché de la mise en service de la tête de série, permettrait de conserver l'expérience de la conduite de ces grands chantiers et la capacité de construction de nouveaux outils à la fois pour faire face aux besoins internes mais aussi pour avoir une vitrine à l'exportation comme le prévoit le Conseil de Politique Nucléaire dans son dernier paragraphe.

Cette contribution pourrait être analysée par :

- le Centre d'Analyse Stratégique, rattaché au Premier Ministre, qui a déjà largement travaillé sur ce sujet.
- Le Ministère du Redressement Productif et celui du Commerce Extérieur qui pourraient commanditer une étude sur les impacts à l'exportation d'une réduction hypothétique du nucléaire en France.
- La Cour des Comptes, qui vient de produire un document remarquable sur les coûts du nucléaire, et pourrait prolonger ce travail par une analyse économique prospective.
- L'avis des Académies des Sciences, de Médecine et des Technologies qui ont également beaucoup réfléchi sur ces sujets.
- L'INSEE qui a la possibilité de réaliser
  - une étude prospective en termes d'emplois et l'Enseignement Supérieur qui peut estimer avec les industriels du secteur le niveau de qualité de ces emplois.

- Une étude sur l'impact économique et social d'une éventuelle réduction du nucléaire associée à une augmentation rapide des prix.

- Les deux Assemblées Parlementaires qui disposent de l'Office Parlementaire de l'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques dont les travaux font référence. A tout moment, le Gouvernement peut le saisir pour réaliser une évaluation nouvelle et prospective.

- L'ASN qui est totalement indépendante depuis la loi de 2006 sur la transparence sur la sûreté nucléaire, initiée et votée par des majorités législatives différentes. L'ASN française dispose d'un appui technique exceptionnel en matière de compétences : l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN). Ces deux organismes font référence dans le monde entier. Et l'ASN peut donner un avis précis et précieux dans le domaine de la sûreté.

- Annexes :

Note 1 sur « Le paradoxe électrique ».

Note 2. Extrait du compte rendu intégral de Monsieur Jean Louis Borloo à l'Assemblée Nationale le 2 décembre 2009.

Note 3.Prévisions de RTE (voir le site de RTE)

Note 4. Extraits des pages 64 à 70 du numéro 184 de la revue Contrôles éditée par l'ASN.

Note 5. Résultats des coûts actualisés avec un taux de 4 % et de 2 %.

Tableau : Coût de remplacement de 100 euros par MWh

Tableau : Coût de remplacement de 80 euros par MWh