

**Entretiens de l'Académie des sciences morales et politiques
Palais de l'Institut
19 mars 2012**

Quel avenir pour le nucléaire dans la politique énergétique française ?

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

Structure de la consommation d'énergie finale en France en 2010 (40% de l'énergie = pertes de transformation y compris usages non énergétiques)

- **Poids des énergies fossiles**
 - . Les énergies fossiles couvrent encore 53% de l'énergie primaire et 73% de l'énergie finale en France (80% de l'énergie primaire dans le monde)
 - . La France est dépendante à 99% des importations de pétrole et à 98% des importations de gaz naturel
 - . L'énergie est un poste important de consommation des ménages: 8,4% de leurs dépenses
- **Structure par secteur consommateur (énergie finale):**
 - Secteur domestique et tertiaire: 43%
 - Secteur des transports: 31%
 - Secteur industriel et agricole: 26%
- **Structure par type d'énergie (énergie finale):**
 - Produits pétroliers: 49%
 - Electricité: 22%
 - Gaz naturel: 21%
 - Enr et déchets (bois): 7%
 - Charbon: 4%

Hypothèses sur l'évolution de la demande d'énergie

- 1) croissance de la demande mondiale tirée par les pays émergents (AIE)**
- 2) faible progression ou baisse (32 à 41% à l'horizon 2050) de la demande en Europe (Roadmap 2011 de la Commission européenne); forte réduction des émissions de CO₂ (80 à 85% à l'horizon 2050) et forte progression de la part des renouvelables (40 à 60% en 2050 contre 10% en 2010)**
- 3) baisse de l'intensité énergétique du PIB en France (>20% à l'horizon 2020; on poursuit la tendance passée) mais soit stabilisation soit légère baisse de la demande primaire en France. La consommation primaire d'énergie s'est stabilisée à 265,8 Mtep en 2010. La progression de la demande d'énergie était de 4 Mtep par an dans les années 1990; elle a été de 2 Mtep en 2001 et 2002 puis s'est stabilisée ensuite (avec une baisse en 2009 en raison de la crise économique). La population de la France va continuer à croître, celle de l'Allemagne va baisser à l'horizon 2050**
- 4) hausse du prix des énergies fossiles et du prix du CO₂; forte incertitude sur la connexion entre le prix du gaz et le prix du pétrole (quid du gaz non conventionnel?)**

Les scénarios étudiés

- **8 scénarios analysés: Négawatt, Négatep, Global Chance, RTE, UFE, AREVA, CEA, DGEC/Enerdata (horizon 2030, parfois 2050; principalement axés sur le secteur électrique).**
- **Dans la plupart des scénarios la sortie du nucléaire se traduit par un besoin plus important d'investissements avec un impact à la hausse sur le coût du kWh (sur la facture énergétique, sur les émissions de CO2 du fait d'un recours accru aux énergies fossiles). Seule une très forte baisse de la consommation d'énergie couplée à un recours massif aux renouvelables pourrait nuancer cette conclusion.**
- **Les critères retenus pour évaluer les 4 scénarios demandés par le Ministre: le coût complet de l'électricité, les besoins d'investissements, les émissions de CO2, l'impact sur l'emploi, la balance commerciale, la sécurité de l'approvisionnement énergétique, les compétences technologiques et les défis industriels ;**

Les coûts de la filière électronucléaire (1/2) (Rapport de la Cour des Comptes, janvier 2012)

- **I Des dépenses d'investissement passées bien identifiées** (en milliards d'euros 2010)

-coût du parc 1 ^{ère} génération (EDF)	6
-coût du parc 2 ^{ème} génération (58 réacteurs) (EDF) (dont coût « overnight » 83 + intérêts intercalaires 13)	96
-cycle du combustible (AREVA)	19
-recherche (EDF,CEA,AREVA, autres...)	55
-coût Superphénix	12

TOTAL **188**

- **II Des dépenses de jouvence et de sûreté à prévoir sur 2011-2025** (en milliards d'euros 2010)

-coût de prolongation du parc actuel au-delà de 40 ans	55
--------------------------------------------------------	-----------

Les coûts de la filière électronucléaire (2/2) (Rapport de la Cour des Comptes, janvier 2012)

- **III Des charges futures encore incertaines** (en milliards d'euros 2010)
 - charges de démantèlement (EDF,AREVA,CEA) (y compris dernier cœur)
 - brutes 36
 - (provisions) (19)
 - charges de gestion du combustible utilisé (EDF,CEA)
 - brutes 15
 - (provisions) (9)
 - charges de gestion des déchets ultimes (EDF,AREVA,CEA,ANDRA)
 - brutes 28
 - (Provisions) (10)

TOTAL **79 (38)**
- **IV Des charges d'exploitation annuelles bien identifiées** (en milliards)
 - dépenses pour 410 TWH environ **9**

Coût Courant Economique et ARENH

Coût Courant Economique.

C'est le prix qu'une entreprise entrant sur le marché de l'électricité nucléaire serait prête à payer pour louer le parc actuel plutôt que de le reconstruire (cela correspond au coût « overnight » + les intérêts intercalaires du fait que le parc n'a pas été construit en une nuit). **Ce coût est estimé à 49 euros/MWh par la Cour des Comptes. Ce coût de tient pas compte des « coûts de jouvence » du parc actuel. Le coût est estimé à 54 euros/MWh sur la période 2011 - 2025 si l'on tient compte des coûts de jouvence**

Prix ARENH: Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (base TRV)

C'est le coût réellement supporté aujourd'hui par EDF, qui tient compte du fait qu'une partie significative des coûts d'investissements liés à la construction du parc nucléaire actuel a déjà été amortie et payée par les consommateurs.. Cela permet de faire bénéficier le consommateur final actuel de l'avantage compétitif d'un parc nucléaire largement amorti. L'ARENH a été estimé à 39 euros/MWh par la Commission Champsaur II (en fait 38-40). Ce coût tient compte des « coûts de jouvence » (mais pas des coûts de renouvellement du parc)

Le prix ARENH est très sensiblement inférieur à la « valeur marchande du parc » (mais quelle est la valeur de cession sur un marché secondaire? Si l'Etat décide de sortir du nucléaire cette valeur est nulle; on a alors des « sunk costs »). Le prix régulé ARENH est également très inférieur au coût de renouvellement du parc actuel (coût marginal en développement).

Coût de production de l'électricité (en euros/MWh; source Cour des Comptes janvier 2012)

Centrales	Coût kWh sortie centrale (euros 2010)	Part dans le mix électrique de la France en 2010
hydroélectricité	30 à 40	12,4%
nucléaire	33 à 50	74,1%
charbon	70 (avec tonne de CO2 à 20 euros) à 100 (avec tonne de CO2 à 50 euros)	5,0%
gaz naturel	80 (avec t de CO2 à 20 euros) à 90 (avec t de CO2 à 50 euros)	5,8%
éolien terrestre	80	1,7%
éolien off-shore	150 à 200	0%
photovoltaïque	240 à 400	1%

Commande du Ministre

Analyser les différents scénarii de politique énergétique à l'horizon 2030 et 2050

Concernant l'électricité, faire un focus sur 4 options d'offre :

- 1) Accélération du passage à Génération-3, voire Génération-4 du nucléaire (à 40 ans on remplace les réacteurs actuels par des EPR)**
- 2) Prolongation de durée d'exploitation du parc nucléaire existant (60 ans)**
- 3) Réduction progressive du poids du nucléaire (à 40 ans remplacement d'1 réacteur sur deux par des EPR et d'1 réacteur sur 2 par des renouvelables ou du thermique classique)**
- 4) Sortie complète du nucléaire (à 40 ans remplacement de tous les réacteurs par un mix ENR/fossiles)**

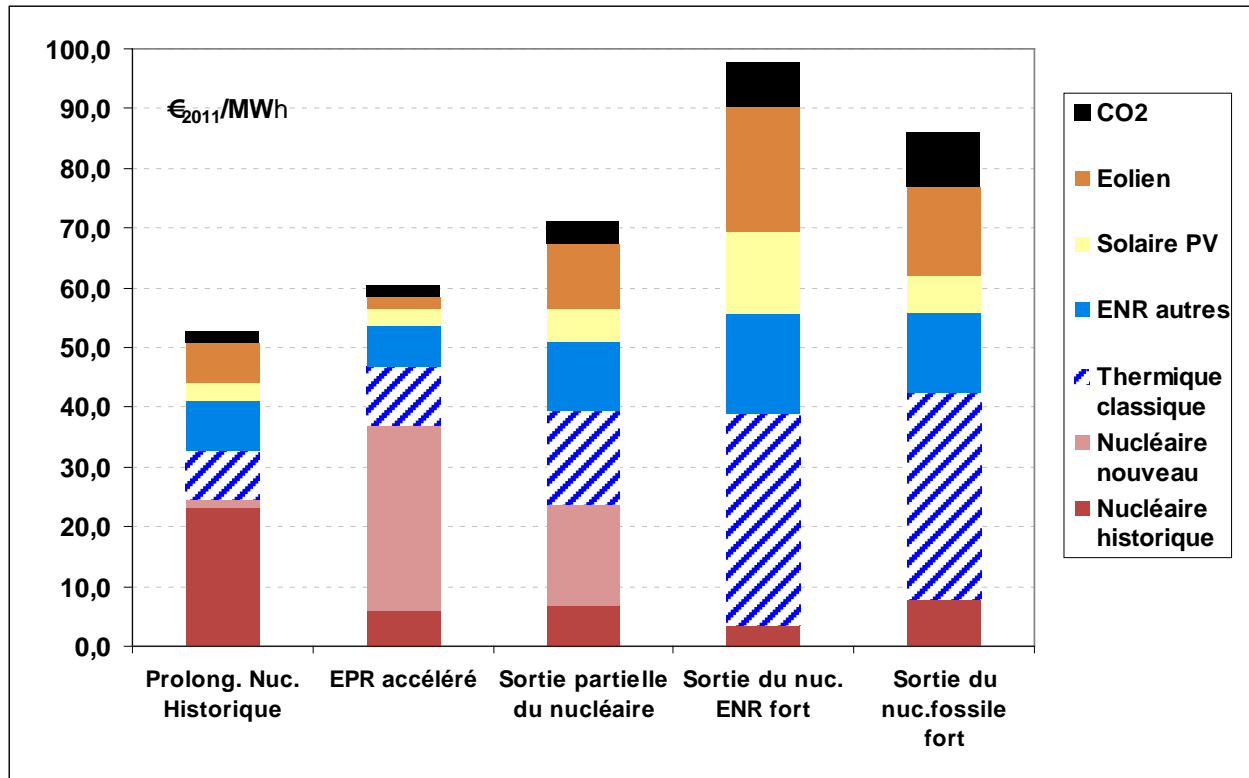
Éléments à ne pas sous-estimer

- **1) le coût complet du kWh sortie centrale ne représente que 40% du prix TTC payé par le consommateur domestique: 35% pour les réseaux de transport et distribution et 25% pour les taxes et la CSPE (subventions aux renouvelables et péréquation spatiale des tarifs). Le niveau de la CSPE croît et devrait encore croître**
- **2) il faut prendre en compte le coût du « back-up » pour les renouvelables (non pris en compte ici dans le Rapport). Le World Energy Outlook de l'AIE (2011) a évalué le coût du « back-up » entre 5 et 25 euros/MWh: coûts de capacité de secours (3 à 5 euros/MWh), coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations de réseaux (1 à 7 euros/MWh) et coûts de raccordement et de renforcement du réseau (entre 2 et 13 euros/MWh). Rappelons qu'en 2012 le prix TTC payé par le consommateur domestique français est en moyenne de 130 euros/MWh (contre 240 en Allemagne)**

Coût de production de l'électricité (en euros2010 à l'horizon 2030)

Centrales	Coût kWh sortie centrale (euros 2010)
hydroélectricité	55
nucléaire	43 à 75 (selon type de centrale)
charbon	70 à 100 (selon prix du CO2)
gaz naturel	57 à 90 (selon prix du CO2 et le prix du spot)
éolien terrestre	70
éolien off-shore	110
photovoltaïque	160

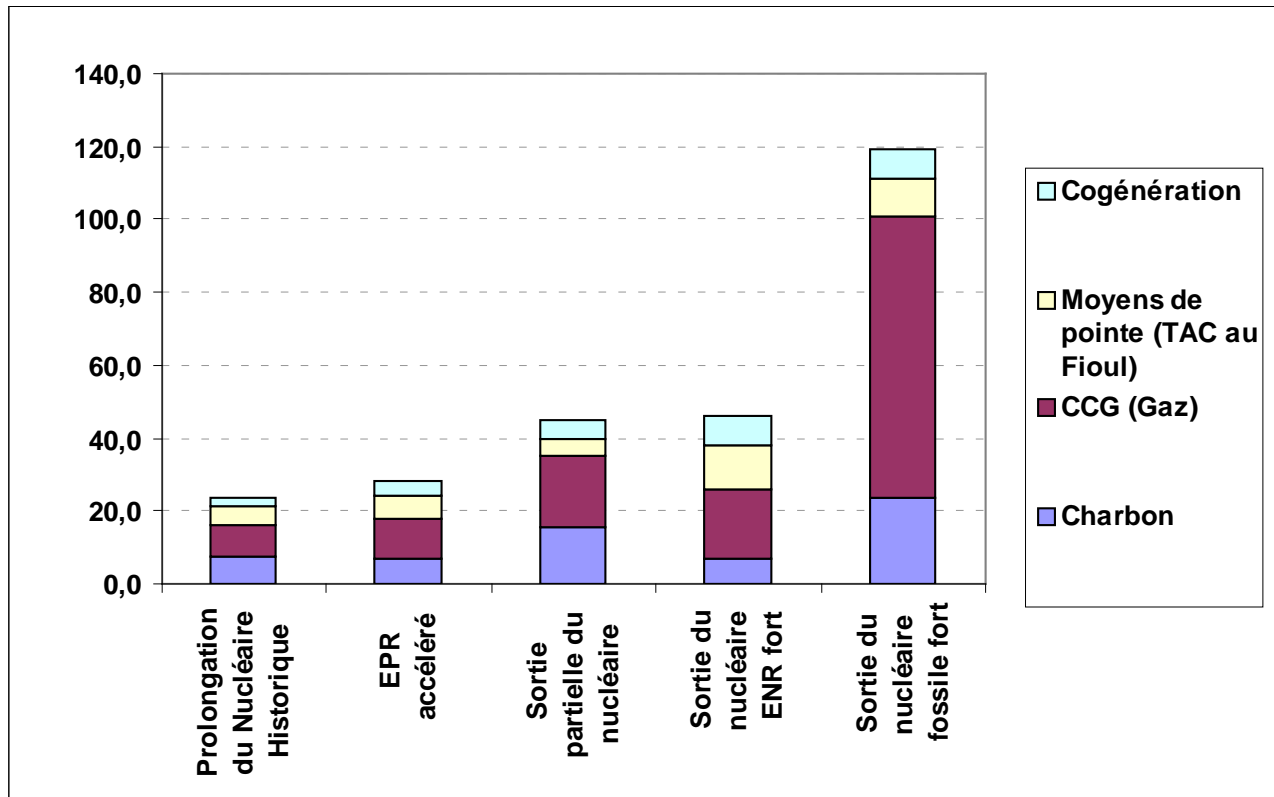
Coûts complets de production en €/MWh de l'électricité HT en 2030 selon l'option



Source : Energies 2050

- Hors dépenses de réduction de la demande et hors coûts de réseau (raccordement et renforcement)
- Incertitudes inhérentes à l'exercice : coût des EnR, du nucléaire, du gaz,...

Emissions de CO2 dues à la production d'électricité en 2030 selon l'option (MtCO2)



Source : Energies 2050

- Une partie des émissions est liée au back-up des EnR
- Une sortie du nucléaire rendrait très difficile le respect de l'engagement « facteur 4 »

Principaux enseignements de l'analyse Synthèse des 4 options

Options / critères		Coût complet de la production d'électricité 2030	Émissions de CO2 en 2030	Emplois en 2030	Sécurité énergétique
1. Accélération du passage à la troisième génération		de 60 à 73 €/MWh	~ 25 MtCO2/an	Non mesuré	Stable
2. Prolongation de l'exploitation du parc actuel		52 à 59 €/MWh	~ 25 MtCO2/an	Stable	Stable
3. Réduction progressive du nucléaire		de 69 à 79 €/MWh	Entre 30 et 50 MtCO2/an	Ordre de grandeur : baisse de 100 000 à 150 000	Diversification des sources mais augmentation des importations de combustibles fossiles
4. Sortie complète du nucléaire	Substitution par les énergies renouvelables	de 92 à 102 €/MWh	~ 45 MtCO2/an selon le backup	En ordre de grandeur : supérieur à 200 000	Possibles problèmes de sécurité sur le système électrique
	Substitution par les énergies fossiles	80 à 89 €/MWh	~ 120 MtCO2/an selon le backup		Augmentation des importations de combustibles fossiles

Les conclusions

- **1. la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels est une solution de « no regret ». A la perte de valeur économique due au non prolongement des 58 réacteurs potentiellement capables de produire pendant 20 ans de plus, se rajouterait un second effet puisque les réacteurs arrêtés seraient remplacés par des équipements plus coûteux (ENR et/ou fossiles). Perte totale de valeur économique : > 100 milliards d'euros en monnaie actualisée (plusieurs centaines de milliards en valeur brute). Mais condition absolue: garantir la sûreté (rôle de l'ASN)**
- **2. cette prolongation permet d'attendre l'émergence de technologies matures (ENR, stockage de l'électricité, stockage du CO2)**
- **3. priorité à l'efficacité énergétique (dans le bâtiment et les transports) ; le potentiel est important mais coûteux à valoriser (15000 à 20000 euros/logement existant pour une isolation totale) et priorité à la recherche-développement (notamment dans les renouvelables et les nouveaux réacteurs nucléaires; cf Astrid)**