

SORTIR DU NUCLEAIRE EN 20 ANS

Benjamin Dessus, Global Chance, 21 juin 2011



Résumé

Cette note a pour objet de donner une première image de ce que pourrait être une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et d'électricité renouvelable pour le système électrique français. Elle décrit les potentiels et les actions sectorielles prioritaires à mettre en œuvre dans le domaine des économies d'électricité comme dans les énergies renouvelables. Cette description est complétée par une comparaison économique avec un scénario de remplacement à l'identique du parc nucléaire avec des EPR, quand les PWR sont réformés, au bout d'une trentaine d'années. La comparaison prend en compte l'ensemble des coûts (production, transport, distribution, économies d'électricité) de chacun des scénarios d'ici 2031 et le cumul des investissements à réaliser d'ici 2031.

La comparaison montre que les coûts au kWh du scénario "Sortie du nucléaire" sont 10 à 15% supérieurs à ceux de la poursuite du nucléaire, mais que les factures annuelles pour les usagers sont nettement plus légères (de 25%). Les investissements à réaliser d'ici 2030 sont également inférieurs dans le scénario « Sortir du nucléaire ».

L'essentiel du gain provient des économies d'électricité car le kWh "évitée" est dans la plupart des cas beaucoup moins onéreux (dans un rapport 1,5 à 5) que le kWh produit, transporté et distribué, et ce quelque soit le mode de production privilégié.

Une sortie du nucléaire en 20 ans semble donc envisageable si elle est fondée sur un programme ambitieux et pérenne d'économie d'électricité et de promotion de l'électricité renouvelable. Elle suppose néanmoins un effort important de redistribution entre les français et des politiques incitatives fortes à la sobriété d'achat et de comportement, en même temps qu'une politique industrielle centrée sur l'efficacité des outils et les énergies renouvelables.

Table des matières

I - LE SCÉNARIO « SORTIE DU NUCLEAIRE EN 20 ANS »	2
I-1 - OBJECTIF 2020	2
I-1 –A- Les économies d'électricité	2
I-1 –B- La production d'électricité nécessaire en 2020.....	4
I- 2 - OBJECTIF 2031	6
I- 2 –A- les besoins d'électricité	6
I- 2 –B- Comment fournir l'électricité nécessaire en 2031 ?	6
II - A QUEL COÛT ?	8
II-1 – LES COÛTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	8
II-2- LES COÛTS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ.....	9
II-3 – LE COÛT DES ÉCONOMIES D'ÉLECTRICITÉ	10
III- LA QUESTION DES INVESTISSEMENTS À CONSENTIR	12
III- 1 -LES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE	12
III- 2- LES INVESTISSEMENTS D'ÉCONOMIE D'ÉLECTRICITÉ	13
III- 3 - INVESTISSEMENTS DU RÉSEAU	14
IV - ELÉMENTS DE CONCLUSION	15
ANNEXE : LE BILAN ÉLECTRIQUE FRANÇAIS EN 2009.....	16

I - LE SCENARIO « SORTIE DU NUCLEAIRE EN 20 ANS »

L'exercice auquel s'est trouvée confrontée l'Allemagne quand elle a décidé en 2000 sa sortie à terme du nucléaire se traduisait en pratique à un arrêt des réacteurs allemands après une durée de vie moyenne de 33 ans (de 28 à 37 ans).

Examinons les conséquences pour la France d'un scénario analogue de sortie du nucléaire en 2031, dans 20 ans, soit au bout de 33 ans en moyenne avec une marge de + ou moins 3 ans par exemple, selon l'état des centrales, la nature des risques locaux et la densité de population environnante.

La fermeture successive des réacteurs choisis au cas par cas comme en Allemagne en fonction de son état pourrait conduire à ce que, en 2020 l'ensemble des réacteurs construits de 77 à 85 soient arrêtés : soit 230 TWh. La production nucléaire tomberait donc de 409 TWh en 2009 à 180 TWh en 2020. En 2031, toutes les centrales nucléaires seraient arrêtées.

La mise en œuvre d'une telle politique impose de mobiliser l'ensemble des moyens les plus efficaces et les moins polluants, en particulier en termes d'émissions de gaz à effet de serre, pour rebâtir un système électrique profondément différent de celui d'aujourd'hui, aussi bien en termes de demande que d'offre électrique. Bien entendu, si de nouvelles applications de l'électricité se développaient d'ici 2030 (par exemple les véhicules électriques), les besoins pourraient augmenter significativement. Mais ils réduiraient d'autant les besoins d'autres ressources énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. La description de ces modifications exige un scénario d'ensemble comme celui que prépare l'association négaWatt et sort de notre propos.

I-1 - Objectif 2020

I-1 -A- Les économies d'électricité

En 2009, pour satisfaire la consommation interne de la France il a fallu produire 516 TWh (542 TWh de production totale plus 19,2 TWh d'importations, moins 44,9 TWh d'exportations)¹.

Cette production assure une consommation de 424 TWh d'électricité finale et 29 TWh de consommation interne du secteur de l'énergie. Le reste (63 TWh) se répartit entre les consommations internes des centrales électriques, les pertes de transport et de distribution, et les dépenses électriques du pompage. Quant à la consommation d'électricité finale, elle se répartit entre 281 TWh pour le résidentiel et tertiaire, 126 TWh pour l'industrie, 4 TWh pour l'agriculture et 13 TWh pour les transports.

Dans le Résidentiel tertiaire les consommations électriques de chauffage domestique et d'eau chaude sanitaire, a priori substituables, représentaient 85 TWh (respectivement 62 et 23 TWh). Restaient 196 TWh d'électricité spécifique (froid, éclairage, climatisation, bureautique, pompes, électroménager, etc.).

Global Chance a montré en janvier 2010, dans une étude consacrée à l'usage de l'électricité en France², que des économies de 50 TWh sur la consommation spécifique d'électricité dans ce secteur étaient accessibles à très bon marché (voit tableau 1 ci dessous).

¹ Voir le bilan électrique français de 2009 en Annexe.

² Du gâchis à l'intelligence Cahiers de Global Chance n°27, www.global-chance.org

Tableau 1 : Economies d'électricité accessibles dans le résidentiel tertiaire en 2020 par rapport à 2007

TWh/an	2007	2020	Economies
Eclairage	39	22,3	16,7
Cuisson et petits process	17	15	2
Froid	24	15,2	8,8
Climatisation	12	7	5
Bureautique, audiovisuel, ventilation...	55	42,4	12,6
Divers	34	26,7	7,3
TOTAL	181	128,6	52,4

A ce propos d'ailleurs, la comparaison des évolutions de la consommation domestique d'électricité en France et en Allemagne depuis dix ans est très éclairante. Alors que les Allemands consommaient la même quantité d'électricité spécifique domestique par habitant que les Français en 1998 (950 kWh par habitant), nos voisins en consommaient à peine 2% de plus en 2009 (970 kWh par habitant) alors que nous en consommions 28 % de plus (1230 kWh par habitant)³.

D'autre part, une politique d'éradication progressive des chauffages électriques domestiques à effet joule au profit de chauffages biomasse, pompes à chaleur et gaz naturel, associée au remplacement des chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires ou à gaz (et sans même compter la rénovation thermique des bâtiments concernés) permettrait une économie d'électricité de 45 TWh supplémentaires. Au total donc en 2020, 95 TWh d'économie d'électricité possibles dans ce secteur.

La même étude de Global Chance montre à l'horizon 2020 un potentiel d'économie d'électricité d'au moins 21 TWh dans l'industrie et l'agriculture (respectivement 20 TWh et 1 TWh), avec des temps de retour d'investissement inférieurs à 5 ans. L'amélioration du rendement des moteurs électriques et l'utilisation des moteurs à vitesse variable représentent à eux seuls près de la moitié du potentiel d'économie d'électricité de l'industrie. Mais on peut raisonnablement supposer que l'activité industrielle va se développer plus rapidement en particulier pour la réalisation des nouveaux investissements d'économie d'énergie et les énergies renouvelables. On n'a donc retenu qu'un chiffre nettement plus modeste de réduction des consommations de 12 TWh en 2020 pour le secteur industriel.

Dans les transports, il n'y a pas d'économie possible, mais au contraire une augmentation de la consommation de 13 à 16 TWh du fait du développement des transports en commun. Mais cette augmentation de 23% reste encore modeste du fait des délais d'investissement inhérents aux transports guidés.

Les besoins d'électricité finale de 2020 s'établiraient dans ces conditions à 319 TWh, pour une population de 62,3 millions d'habitants (France métropolitaine), et pour le même niveau de confort moyen. Compte tenu de la croissance démographique prévue, ils atteindraient 332 TWh (tableau 2).

³ La consommation d'énergie en Allemagne et en France, Une comparaison instructive, Bernard Laponche, à paraître dans les cahiers de Global Chance sept 2011

I-1 –B- La production d'électricité nécessaire en 2020

Pour reconstituer la capacité de production d'électricité nécessaire en 2020 il faut ajouter à ce chiffre de 332 TWh de consommation finale plusieurs postes de consommation d'électricité inéluctables :

- les consommations du secteur de l'énergie,
- les consommations de pompage
- les autoconsommations des centrales électriques et les pertes d'électricité du transport et de la distribution d'électricité.

Le premier poste, de 29 TWh en 2009, diminuera d'environ 17 TWh avec le remplacement prévu d'Eurodif par une usine de séparation beaucoup plus économe en électricité⁴, et la diminution des besoins de combustible nucléaire.

Les consommations de pompage augmenteraient légèrement en 2020 à 7 TWh. L'autoconsommation des centrales, principalement celle des centrales nucléaires, serait divisée par deux à 12 TWh, les pertes de transport et de distribution, passeraient de 32,5 TWh à 24 TWh⁵. Au total par conséquent un besoin d'électricité supplémentaire de 60 TWh.

Soit un besoin de production de $332 + 60 = 392$ TWh.

**Tableau 2 : Consommation d'électricité en 2020
avec et sans augmentation de population en France métropolitaine**

TWh	2009	2020	
Population (million)	62,3	62,3	64,9*
Electricité finale	424	319	332
<i>Résidentiel tertiaire</i>	<i>281</i>	<i>186</i>	
<i>Industrie</i>	<i>130</i>	<i>117</i>	
<i>Agriculture</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	
<i>Transports</i>	<i>13</i>	<i>16</i>	
Secteur énergie	29		17
Pompage	6,5		7
Autoconsommation des centrales	24		12
Pertes de transport et distribution	32,5		24
Production pour les besoins nationaux	516		392

*Source : INSEE⁶.

I-1 –C- Comment fournir l'électricité nécessaire en 2020 ?

Quels moyens de production mettre en place pour compenser la perte d'une partie du parc nucléaire qui ne produirait plus à cette époque que 180 TWh ?

Les projections du Grenelle de l'environnement pour 2020 sont les suivantes : hydraulique, 70 TWh ; éolien, 53 TWh ; photovoltaïque 5 TWh ; biomasse, 15 TWh ; soit au total 143 TWh. Ajoutées à la production d'origine nucléaire, elles conduisent à un déficit d'électricité de 69 TWh à combler par de l'électricité d'origine fossile. Si l'on produit pour l'essentiel cette électricité avec du gaz naturel dans des cycles combinés, les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique atteindraient 28 Millions de tonnes de CO₂. La production d'électricité d'origine fossile proposée en 2020, légèrement supérieure à celle de 2009 (56 TWh) est cependant moins émettrice de CO₂ (37 millions de tonnes de CO₂ en 2009).

⁴ L'usine de séparation Eurodif mobilise 3 tranches de 900 MW de la centrale de Tricastin mobilisées en continu. La nouvelle usine, dont la mise en route est programmée en 2011 pour atteindre sa pleine production en 2016 ne mobilisera qu'environ 500 MW.

⁵ Elles sont en effet proportionnelles à la quantité d'électricité distribuée.

⁶ *Projection de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050*, INSEE juillet 2006

Première conclusion

Un programme très volontariste mais économiquement raisonnable d'économie d'électricité centré sur le secteur résidentiel tertiaire, avec élimination progressive du chauffage électrique, associé au respect des engagements de production d'électricité renouvelable du Grenelle de l'environnement permet de diviser par un facteur supérieur à deux la production d'électricité nucléaire en France en 2020, en diminuant de 25% les émissions du système électrique.

Note

L'abandon du chauffage électrique à effet joule, consommateur d'électricité de pointe saisonnière à fort contenu de CO₂ au profit de chauffage à énergies renouvelables ou de gaz naturel essentiellement est de plus source d'économies d'émissions de CO₂ supplémentaires. En effet une partie du chauffage des locaux, de l'ordre du tiers (environ 20 TWh) sera assurée par du gaz et non plus de l'électricité en 2020. Il faut donc comparer ces émissions avec celles produites par le chauffage électrique actuel de ces locaux. Les émissions de CO₂ d'un tel chauffage au gaz atteindront de l'ordre de 5 millions de tonnes de CO₂⁷. En contrepartie, on aura économisé 20 TWh d'électricité d'hiver dont le contenu en CO₂ est élevé. En effet pendant cette période d'hiver, la capacité nucléaire installée est tout à fait insuffisante pour répondre à la demande d'électricité. Aux périodes de plus grand froid la pointe de consommation peut atteindre plus de 90 GW alors que la capacité nucléaire maximale est de l'ordre de 60 GW. C'est dire qu'en plus de l'hydraulique, le réseau de transport d'électricité RTE doit faire appel à des quantités importantes d'électricité d'origine fossile, soit française, soit en provenance de ses voisins européens. Le kWh électrique de chauffage comprend donc aujourd'hui une proportion importante d'électricité d'origine fossile. Il est donc source d'émissions de CO₂ nettement supérieures aux émissions de CO₂ du kWh national moyennées sur l'année. L'ADEME et RTE⁸, dans une note vite enterrée par l'administration, montraient en 2007 que l'introduction d'un nouveau chauffage électrique dans le parc de logements faisait appel à un supplément d'électricité dont les émissions de CO₂ atteignaient 500 g de CO₂ par kWh, deux fois plus qu'un chauffage au gaz naturel. La substitution du chauffage électrique par du chauffage au gaz peut donc se traduire par une économie d'émissions, tant qu'une part importante de la capacité de production électrique reste nucléaire, comme c'est encore le cas en 2020.

Un tel programme suppose **un effort de sobriété et de redistribution important** entre Français puisqu'il fait l'hypothèse d'un stock à peu près constant d'équipements. Il admet en effet pour hypothèse une stabilisation du volume des services électriques à leur niveau actuel. Il est néanmoins tout à fait vraisemblable puisqu'il conduit en 2020 à des consommations d'électricité par habitant dans le secteur résidentiel, le plus touché par les mesures proposées, analogues à celles des allemands en 2009 (1690kWh/an /hab).

⁷ Un chauffage au gaz naturel émet de l'ordre de 240g de CO₂ par kWh.

⁸ *Le contenu en CO₂ du kWh électrique : avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique*, ADEME et RTE, octobre 2007, révélée par l'association « Agir pour l'environnement » en janvier 2008.

I- 2 - Objectif 2031

I- 2 –A- les besoins d'électricité

La demande électrique peut encore diminuer à l'horizon 2031 de 40 TWh dans le résidentiel et tertiaire, en achevant d'éradiquer les applications effet joule du secteur et en poursuivant les mesures d'économie sur l'électricité spécifique (respectivement 25 et 15 TWh). Dans l'industrie, les économies d'électricité supplémentaires consécutives à l'introduction de procédés industriels innovants, en particulier dans la sidérurgie et la chimie, et à la généralisation de moteurs performants sont estimées à 20 TWh. Pour tenir compte des besoins nouveaux de l'industrie des renouvelables on propose cependant de ne retenir que 15 TWh d'économie d'électricité supplémentaire dans ce secteur.

La montée en puissance des transports guidés viendra par contre renforcer les besoins d'électricité du secteur transport autour de 20TWh. La demande finale d'électricité sectorielle en 2031 pourrait donc s'établir à 268 TWh.

Compte tenu de la croissance démographique annoncée, la demande finale d'électricité en 2031 pourrait alors s'établir à 289 TWh. Auxquels s'ajouteraient 8 TWh de pompage, en augmentation de 12% par rapport à 2020, 5 TWh d'autoconsommations des centrales (en forte décroissance après l'arrêt du nucléaire), 21 TWh de pertes de transport et distribution et 15 TWh de consommation du secteur énergie. Au total donc, un besoin de production d'électricité de l'ordre 338 TWh en 2031.

Tableau 3 : Consommation d'électricité en 2020 et 2031, avec et sans augmentation de population en France métropolitaine

TWh	2009	2020		2031	
Population (million)	62,3	62,3	64,9*	62,3	67,2*
Electricité finale	424	319	332	268	289
<i>Résidentiel tertiaire</i>	281	186		146	
<i>Industrie</i>	130	117		102	
<i>Agriculture</i>	4	3		3	
<i>Transports</i>	13	16		20	
Secteur énergie	29		17		15
Pompage	6,5		7		8
Autoconsommation des centrales	24		12		5
Pertes de transport et distribution	32,5		24		21
Production pour les besoins nationaux	516		392		338

*Source : INSEE⁹.

I- 2 –B- Comment fournir l'électricité nécessaire en 2031 ?

Les fourchettes de possibilité de production d'électricité renouvelable s'ouvrent beaucoup plus largement à l'horizon 2031.

Les projections actuelles permettent de concevoir en 2031 une production de 110 à 150 TWh d'éolien (dont 30 à 70 TWh offshore), 40 TWh d'électricité biomasse, comme c'est déjà le cas en Allemagne en 2010, 50 TWh à 80 TWh de photovoltaïque, 10 à 20 TWh d'autres renouvelables (géothermie, énergies marines, etc.), auxquels s'ajoutent les 70 TWh d'hydraulique. Au total donc un minimum de 270 TWh de renouvelables, avec la possibilité d'atteindre une production de plus de 370 TWh.

Dans l'hypothèse basse, pour boucler le bilan à 340 TWh, il faudrait produire 70 TWh d'électricité grâce à des cycles combinés à gaz naturel responsables de 28 millions de tonnes

⁹ Projection de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050, INSEE juillet 2006

de CO₂. Dans les hypothèses plus favorables, la production d'électricité renouvelable permettrait de couvrir des besoins nouveaux et de substituer de l'électricité à des combustibles fossiles.

**Tableau 4 : Approvisionnements en 2020 et 2031
pour les besoins français du scénario « Sortie du nucléaire »**

GWh	2009	2020 sortie du nucléaire	2031 sortie du nucléaire
Thermique classique	56	69	70
Nucléaire	365*	180	0
Hydraulique	62	70	70
Eolien	8	53	110
Photovoltaïque		5	50
Biomasse	6	15	40
Importations	19		
Total	516	392	340

* La production nucléaire de 2009 (410 TWh) est diminuée de 45 TWh d'exportations et l'on suppose que les échanges éventuels en 2020 et 2030 sont équilibrés.

Conclusion

A condition de poursuivre résolument la politique d'économie d'électricité spécifique, l'éradication des applications effet joule dans le résidentiel et tertiaire, et de promouvoir l'introduction de procédés électriques en rupture dans l'industrie, il est possible de limiter les besoins électriques de la France à environ 340 TWh en 2031, date d'arrêt complet proposée pour le parc nucléaire, tout en maintenant des émissions de CO₂ du système électrique à un niveau de l'ordre de 25 à 30 Mt de CO₂.

Ce résultat suppose une mobilisation importante mais raisonnable en faveur des renouvelables.

Il suppose surtout un effort de sobriété et de solidarité importants de la part des couches les plus aisées de la population française sans lequel les besoins globaux d'énergie ne pourront en aucun cas être contenus.

Il serait enfin vain que cet effort ne soit concentré que sur l'électricité puisqu'il faut en même temps diviser par environ 2,5 à 3 les émissions de CO₂ françaises en 2030 pour rester en ligne avec l'exigence du facteur 4 en 2050. En effet l'électricité ne compte que pour un cinquième environ de l'énergie finale consommée par les Français. Le solde de la consommation finale d'énergie qui repose en très forte majorité sur des produits fossiles (carburant, gaz naturel, fioul lourd et fioul domestique, charbon) est responsable de plus de 80% des émissions de CO₂ en provenance de l'énergie. Les postes principaux d'émission se situent dans les transports automobiles et dans le chauffage des locaux. L'effort d'économie d'énergie doit donc porter principalement sur ces deux secteurs, en plus du secteur électrique.

Bien entendu, si de nouvelles applications de l'électricité se développaient significativement d'ici 2031 (par exemple les véhicules électriques, des substitutions d'électricité très performantes dans l'industrie, etc..), les besoins pourraient augmenter significativement. Mais ils réduiraient d'autant les besoins d'autres ressources énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. La description de ces modifications exige un scénario d'ensemble comme celui que prépare l'association négaWatt et sort de notre propos.

II - A QUEL COUT ?

Pour évaluer les coûts de cette sortie du nucléaire à 2031, il faut évidemment établir une comparaison avec un scénario de référence sans sortie du nucléaire.

Dans une première analyse, on propose de revisiter l'exercice effectué par Alain Grandjean sur son blog « Sortir du nucléaire à quel prix ? »¹⁰ qui se propose d'évaluer le coût pour l'utilisateur de deux scénarios, un de sortie du nucléaire l'autre dit « tout EPR » et de retenir les fourchettes de coûts des différentes filières qui figurent dans son analyse et dans la note de commentaires de B. Dessus qui figure également sur le blog. Tous les calculs de la présente note sont effectués avec un taux d'actualisation de 8% par souci d'homogénéité avec la note de A Grandjean.

II-1 – Les coûts de production d'électricité.

On se propose donc de chiffrer la facture globale d'électricité des besoins d'électricité de la France en 2030 dans les deux scénarios en en 2009. En 2030 on considère que le bilan importation exportation est nul. Par contre on a vu dans le premier chapitre qu'en 2009, 45 TWh étaient exportés et 19 TWh importés. On fait l'hypothèse pour 2009 que les exportations payent la part du coût du parc nucléaire correspondant et que le coût d'importation de l'électricité est analogue au coût de production d'électricité ex charbon en France.

On trouvera ci dessous le tableau d'approvisionnement correspondant au scénario de référence, dit « tout EPR » avec légère diminution de la consommation d'électricité et poursuite du nucléaire par remplacement des PWR existants par des EPR quand ceux ci atteignent 32 ans en moyenne.

Tableau 5 : Scénario business as usual « Tout EPR »

TWh	2009	2030 « Tout EPR »
Thermique classique	56 +19*	30
Nucléaire	365	450
Hydraulique	62	70
Eolien	8	10
Photovoltaïque		
Biomasse	6	6
Total	516	500

* 19 : électricité importée

On rappelle d'autre part ci-dessous, sous forme de tableau, les fourchettes de coût de production des différentes filières retenues dans cette discussion.

Tableau 6 : Fourchettes de coûts retenus pour les différentes filières de production électrique en 2031

€/ MWh	2009	2031
Thermique classique	60	105 -150
Nucléaire	40	80 -105
Hydraulique	30	30
Eolien terrestre	80	80
Eolien offshore	180	120 - 180
Photovoltaïque	300	100 - 150
Biomasse	150	80 - 100

¹⁰ Sortir du nucléaire à quel prix ? <http://alaingrandjean.fr>

Tableau 7 : Facture production 2031 des deux scénarios

Millions €/an	2009	2030 Tout EPR	2030 Sortie du nucléaire
Thermique classique	4500	3150-4400	7350-10 500
Nucléaire	14600	36000- 47250	0
Hydraulique	1860	2100	2100
Eolien terrestre	640	800	6400
Eolien offshore	0	0	3600 -5400
Photovoltaïque	0	0	5000- 7500
Biomasse	900	480- 600	3200- 4000
Total	22500	44000 - 53780	27650- 35900

Deux constats s'imposent :

- Dans tous les cas, la facture de **production d'électricité** globale de la France augmente sensiblement par rapport à 2009 :

- de 196 à 240% dans le scénario tout EPR
- 23% à 60% dans le scénario sortie du nucléaire
- La facture globale de production française d'électricité est nettement plus forte en 2031 pour le scénario « Tout EPR » que pour le scénario Sortie du nucléaire :
- + 59% pour le bas de la fourchette, + 50% pour le haut de la fourchette
- Par contre, le coût de production au MWh reste du même ordre de grandeur dans les deux scénarios, en augmentation d'un facteur de l'ordre de deux par rapport à 2009, comme le montre le tableau ci dessous :

Tableau 8 : Coût moyen de production au MWh des deux scénarios en 2031

€/ MWh	2009	2031 Tout EPR	20301 Sortie du nucléaire
	43,6	88- 107,5	81,3- 105,6

II-2- Les coûts de transport et de distribution de l'électricité

Pour comparer les coûts hors taxe pour l'utilisateur, il faut y ajouter les coûts de transport et de distribution d'électricité. Ils sont évalués par A Grandjean à 42 €/MWh en 2009. Il propose d'adopter un coût futur de 52€/MWh pour le scénario « Tout EPR » et de 57€/MWh pour le scénario « Sortie du nucléaire », cette différence étant justifiée par le renforcement nécessaire du réseau en cas de production décentralisée. On constate sur le tableau 9 que malgré le surcoût au MWh/ de 5€ euros adopté dans le scénario « Sortie du nucléaire », le coût total de transport distribution est plus faible dans ce scénario que dans le « Tout EPR ». On reviendra sur cette question plus loin dans le paragraphe consacré à l'investissement.

Si on adopte ces règles on obtient les résultats suivants :

Tableau 9 : Facture hors taxe 2031 des deux scénarios pour l'ensemble des usagers

Millions €	2009	2031 Tout EPR	2031 Sortie du nuc
Production	22500	44000 - 53780	27650- 35900
Transport et distribution	21672	26000	19380
Total	44172	70000- 79780	47030- 56205
€/ MWh hors taxes	92,8	140-159,6	138,3- 144,1

Pour l'utilisateur moyen (industriel et particulier) le coût du kWh (hors taxes) est un peu plus élevé dans le scénario tout EPR que dans le scénario sortie du nucléaire mais la facture annuelle est 50% plus élevée dans le scénario « Tout EPR » que dans le scénario « Sortie du nucléaire ».

II-3 – Le coût des économies d'électricité.

Il faut être cependant conscient que le scénario « Sortie du nucléaire » suppose une politique ambitieuse d'économie d'électricité qui n'est évidemment pas gratuite.

Il est donc nécessaire d'évaluer le coût annuel, pour les usagers, de l'amortissement des investissements qu'ils seront amenés à consentir pour économiser 160 TWh d'électricité.

Pour approcher le coût d'investissement d'une réduction de consommation d'électricité de chauffage, il paraît judicieux, plutôt que d'estimer le coût de mesures d'isolation des logements ¹¹, d'estimer le coût d'une pompe à chaleur de COP 3 en moyenne sur l'année qui réduit par un facteur 3 la consommation.

Dans l'exemple donné par A Grandjean d'une dépense de 10 000 kWh par an de chauffage (durant 4 mois) la puissance de radiateurs à effet joule serait de l'ordre de 7,5 kW (pour répondre aux pointes de froid) et celle d'une pompe à chaleur de l'ordre de 2,5 kW électrique (7,5 kW thermiques), soit un surcoût d'investissement de 5000 euros environ (2000*/kW) pour économiser 6600 kWh par an pendant 20 ans, 0,76 euros d'investissement par kWh et **7ct€ par kWh évité** (10,8kWh actualisés au taux de 8% sur 20 ans)¹².

Mais le plus gros potentiel d'économies d'électricité se situe dans le domaine de l'électricité spécifique, la plupart du temps pour des coûts d'investissement par kWh économisé beaucoup plus faibles que pour les applications thermiques et qui conduisent à un remboursement de l'investissement par les économies d'électricité en 2 à 5 ans.

Donnons en deux exemples :

Si on prend des lampes économes de 20 watts, qui permettent d'économiser 80 Watts pendant 1000 heures par an et une durée de vie de 10 ans, l'économie actualisée d'électricité à 8% sur 10 ans est de 580 kWh pour un surinvestissement de l'ordre de 6 € et un coût de l'ordre de **1 centime d'euro le kWh évité** (sans même compter que les lampes à incandescence auront besoin d'être changée 5 à 10 fois pendant la même période de 10 ans.).

Pour le froid alimentaire un coût d'investissement de 100 euros permet d'accéder à la catégorie A ++ des réfrigérateurs et d'économiser 250kWh¹³ par an pendant 20 ans et un coût de l'ordre de 4 ct€ par kWh.

En première analyse on peut donc chiffrer autour de 7 à 10 ct€ les coûts au kWh évité dans les usages thermiques et à moins de 5ct€ les coûts au kWh évité dans les usages spécifiques de l'électricité pour le résidentiel tertiaire. Pour les applications industrielles l'imposition d'un temps de retour inférieur à 5 ans dans les conditions actuelles de coût hors taxe de l'électricité impose des coûts d'investissement inférieurs à 0,35 € d'investissement par kWh évité (coût actuel de 7ct€ par kWh pour l'industrie en moyenne) et des coûts évités de l'ordre de 5ct€ par kWh (7,2 kWh sur 10 ans à 8% de taux d'actualisation).

On trouvera une série d'autres exemples dans l'étude « Analyse prospective du bilan énergétique français, le potentiel de MDE » (ICE 2009).

¹¹ C'est la méthode retenue par A Grandjean qui est discutée dans le commentaire B Dessus sur deux aspects : la marginalité du chauffage électrique dans le résidentiel tertiaire (60 TWh sur 280) et le coût élevé de cette mesure par rapport aux mesures d'économie d'électricité spécifique.

¹² Contre 4 euros pour 12,2kWh actualisés sur 30 ans dans l'exemple de Grandjean, et 33 centimes le kWh évité

¹³ Voir « Du gâchis à l'intelligence » Global Chance n°27

Globalement on peut donc dresser le tableau suivant :

**Tableau 10 : coûts annuels d'économie d'électricité du scénario
« Sortie du nucléaire » en 2031**

Potentiels d'économie	Résid-tertiaire TWh	Coût unitaire ct/kWh	Total Res-tert G€	Industrie TWh	Coût unitaire ct/kWh	Total Indust G€	Total G€
Electricité thermique	70	7ct€	3,5 G€				3,5
Elec spécifique	65	5ct€	3,25	27	5ct€	1,35	4,6
Total							8,1

Un coût de l'ordre de 8 milliards € par an qui s'ajoute à la facture globale du scénario « Sortie du nucléaire » et la porte à des valeurs de 55,1 à 63,4 milliards € par an en 2030 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 11 : Facture annuelle d'électricité globale des deux scénarios en 2031

Milliards d'€	Scénario tout EPR	Scénario Sortie du nucléaire
Production	44 -53,8	27,6-35,9
Transport distribution	26	19,4
Economie d'électricité	0	8,1
Total facture	70-79,8	55,1-63,4
Prix moyen €/MWh	14 à 16	16,2- 18,65

La facture annuelle (55 à 63,4G€) reste assez sensiblement inférieure à celle du scénario « Tout EPR » de 70 à 80 milliards €. Le gain financier pour l'utilisateur se situe encore autour de 25% bien que le coût unitaire au kWh soit 15% plus élevé dans le scénario « Sortie du nucléaire ».

Dans l'hypothèse où le surcoût du réseau électrique engendré par le développement massif des renouvelables proposé initialement serait doublé (10ct€/kWh au lieu de 5), la dépense annuelle supplémentaire atteindrait 8 milliards d' €. La facture annuelle du scénario « Sortie du nucléaire » resterait encore inférieure de 11% environ à celle du scénario « Tout EPR ».

Nota. L'une des questions qui vient à l'esprit est celle d'un scénario « Tout EPR » associé à un programme ambitieux d'économie d'électricité. Ce scénario est très invraisemblable car il mêle une politique hyper-centralisatrice (le nucléaire) fondée sur l'existence d'un quasi monopole avec une politique d'économie d'électricité entièrement fondée sur l'initiative locale avec des conséquences importantes sur l'architecture du réseau lui même. Les 20 dernières années en France montrent d'ailleurs l'antinomie entre ces deux politiques. En supposant néanmoins qu'il soit possible de bâtir un scénario « Tout EPR » à 350 TWh en 2030¹⁴ (234 de nucléaire, 70 d'hydraulique, 10 d'éolien, 30 de thermique fossile, 6 de biomasse) l'évaluation économique conduit à une facture annuelle comprise entre 52,4 à 56,8 G€. Des chiffres à comparer à ceux de la Sortie du nucléaire, respectivement 55,1 et 64,4.

¹⁴ 10 TWh supplémentaires sont en effet nécessaires pour assurer la fabrication et la gestion du combustible nucléaire et l'autoconsommation des centrales

III- LA QUESTION DES INVESTISSEMENTS A CONSENTIR

III- 1 -Les investissements de production électrique

La note de A Grandjean déjà citée fournit les hypothèses de coût d'investissement et les facteurs de charge des filières retenues. On y a ajouté une colonne correspondant aux investissements pris en compte pour établir la fourchette de coûts indiquée plus haut.

Tableau 12 : Hypothèses de coût des filières de production en 2031

	Hyp 1		Hyp 2	
	TWh/GW	G€/GW	TWh/GW	G€/GW
Thermique classique	/	0,63	/	0,63
Nucléaire	8	4 à 5	6	5
Hydraulique	/	/	/	/
Eolien terrestre	2,6	1,35	2,6	1,35
Eolien offshore	3	3,5	3	2,3
PV	1,2	2	1,2	1,4
Biomasse	5,5	0,5	5,5	0,5

La divergence la plus importante porte sur la durée d'utilisation du nucléaire. En effet dans un scénario Tout EPR où le nucléaire remplit 90% des besoins la durée moyenne de son utilisation ne peut atteindre 8000 heures, dans un pays comme la France où la pointe saisonnière d'hiver est élevée. D'où le choix d'un fonctionnement de 6000 heures retenu dans l'hypothèse 2. Il ne nous paraît donc pas possible de garder l'hypothèse d'un fonctionnement de 8000 heures par an et nous garderons une durée de fonctionnement de 6000 heures dans les deux cas.

Tableau 13 : Dépenses d'investissements cumulées d'ici 2031 en milliards d'€ du scénario « Sortie du nucléaire »

Investissement Scénario	TWh/an	G€/GW	G€/GW	TWh/GW	GW	Total 1	Total 2
Sortie du nucléaire		Hyp 1	Hyp 2				
Thermique classique	70	0,63	0,63	2,3**	30**	19	19
Nucléaire	0	4 à 5	5				
Hydraulique	70	/	/				
Eolien terrestre	80 (+10)*	1,35	1,35	2,6	34,6	46,7	46,7
Eolien offshore	30	3,5	2,3	3	10,0	35,0	23,0
PV	50	2	1,4	1,2	41,7	83,3	58,3
Biomasse	40 (+6)	0,5	0,5	5,5	8,4	4,2	4,2
TOTAL milliards €						188	152,3

*Les éoliennes aujourd'hui installées et de durée de vie 20 ans devront être renouvelées entre 2020 et 2030, de même pour 1,1 GW de biomasse

** Pour une durée de fonctionnement de 4000 heures (celle prévue dans le scénario « Tout EPR ») la puissance nécessaire est de 17,5 GW pour une production de 70 TWh. Il est cependant prudent de prévoir un investissement supplémentaire de puissance thermique gaz pour pallier les déficits brutaux que peut entraîner une situation météorologique exceptionnelle. On porterait ainsi la puissance installée d'électricité gaz naturel de 17, 5 à 30 GW avec une dépense supplémentaire initiale de 8 G€.

**Tableau 14 : Dépenses d'investissements cumulées d'ici 2031 en milliards d'€
Du scénario « Tout EPR »**

Investissement Scénario Tout EPR	TWh/an	G€/GW Hyp 1	G€/GW Hyp 2	TWh/GW	GW	Total 1	Total 2
Thermique classique	30	0,63	0,63	4	7,5	4,7	4,7
Nucléaire	450	4 à 5	5	6	75	300	375,0
Hydraulique	70	/	/				
Eolien terrestre	10 (+10)*	1,35	1,35	2,6	3,8	10,4	10,4
Eolien offshore		3,5	2,3	3			
PV		2	1,4	1,2			
Biomasse	6 (+6)	0,5	0,5	5,5	2,2	1,1	1,1
TOTAL milliards €						311,5	385,4

Dans tous les cas l'investissement de production cumulé du scénario « Tout EPR » est nettement plus élevé que celui à réaliser pour le scénario « Sortie du nucléaire »¹⁵.

Mais ce premier calcul ne comporte pas le cumul des investissements nécessaires aux économies d'électricité du scénario « Sortie du nucléaire ».

III- 2- Les investissements d'économie d'électricité.

A partir des données précédentes on peut estimer les investissements cumulés d'économie d'électricité aux valeurs du tableau suivant :

**Tableau 15 : Cumul en 2030 des investissements d'économie d'électricité du scénario
« Sortir du nucléaire »**

Potentiels d'économie	GWh	I par kWh	I total G€
Electricité thermique	70	0,7 – 1 moyenne 0,85	59,5
Elec spécifique resid tert	65	0,24* à 0,6 moyenne 0,5	32,5
Elec industrie	27	0,35	9,45
Total milliards €			101,5

**ampoule basse consommation remplacée deux fois avant 2030*

Le cumul des investissements est donc de l'ordre de 100 G€ qu'il convient d'ajouter aux investissements de production du scénario « Sortie du nucléaire ».

¹⁵ De plus, dans le tableau concernant le scénario tout EPR l'hyp 1 retient un coût d'investissement de 4G€ par GW et un besoin d'équipement de 56 GW. Cette seconde hypothèse n'est guère vraisemblable dans un tel scénario où 90% de la fourniture provient du nucléaire. Si l'on prend un coût de 4G€ mais une durée de fonctionnement de 6000 heures l'investissement cumulé atteint encore 310,4 G€.

III- 3 - Investissements du réseau

Quand on aborde la question des investissements des systèmes électriques, on oublie assez systématiquement d'aborder la question des investissements de réseau qui représentent pourtant une part importante de l'investissement du système électrique. En 2000 le rapport Charpin Dessus Pellat¹⁶ estimait l'investissement cumulé des 20 années précédentes à 80 milliards d'euros : 6 milliards pour le réseau haute tension, 12 milliards pour le réseau moyenne tension et 62 pour le réseau de distribution (entre 20kV et 400 volts). Un investissement moyen annuel de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période.

En 2010, RTE (réseau de transport) a investi environ 1 milliards d'euros et ERDF (répartition et distribution) 2, 5 G€. Pour chacun la croissance des investissements est de l'ordre de 15 % par an : ERDF prévoit 3, 75 G€ en 2012. Mais cette croissance correspond à un rattrapage après une période d'une dizaine d'années de sous investissement. Mais cette prévision de croissance des investissements tient compte aussi des évolutions technologiques (smart grids) et des contraintes liées aux renouvelables. Ainsi, RTE dit *"Pour être en mesure d'intégrer 20 GW d'éolien, en 10 ans l'investissement supplémentaire serait de 1 Mds d'euros, donc 100 M euros par an"*.

Sur ces bases on peut donner une première idée des coûts d'investissement cumulés des deux scénarios. L'investissement total 2010 a été de 3,5 G€.

En supposant une croissance moyenne de 5% par an pendant 20 ans (ce qui sur le long terme est considérable puisqu'il conduit à une dépense de 9,3 G€) l'investissement total sur la période atteint 128 G€ pour un réseau capable de gérer la consommation d'électricité de 500 TWh du scénario « Tout EPR ». Avec l'hypothèse d'un surcoût de 10% sur le modèle proposé par RTE pour l'éolien, mais élargi au système complet de transport et de distribution, l'investissement cumulé du scénario « sortie du nucléaire » atteindrait 141 G€¹⁷¹⁸.

La récapitulation des dépenses d'investissement cumulé des deux scénarios en 2031 est résumée dans le tableau ci dessous.

Tableau 16 : Cumul des investissements des scénarios en 2031 (milliards d'€)

Milliards d'€	Scénario Sortie du nucléaire	Scénario tout EPR
Investissement de production	152,3- 188	311,5- 385,4
Investissement d'économie d'Electricité	101,5	0
Investissement de réseau	141	128
Total investissement	394,8- 430,5	439,5-513,4

¹⁶ « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » JM Charpin, B Dessus, R Pellat, Rapport au premier ministre, La documentation française 2000

¹⁷ En faisant l'hypothèse conservatrice d'un coût d'investissement indépendant de la consommation d'électricité

¹⁸ On peut remarquer que ce surcoût d'investissement, si on l'amortit sur 40 ans au taux de 8% retenu pour l'ensemble de cette étude augment le coût du kWh distribué du scénario « Sortie du nucléaire » par rapport au scénario Sortie de $13 \cdot 10^9$ €/ $340 \cdot 10^9 \cdot 13,6$ kWh = 0,3ct euro/kWh, les deux tiers des 5 ct€ retenus par A Grandjean dans sa note, ce qui laisse un surcoût d'exploitation éventuel des réseaux intelligents de 0,2 ct€ qui paraît raisonnable.

IV - ELEMENTS DE CONCLUSION

Malgré le caractère grossier des évaluations ci-dessus on peut dégager les quelques conclusions provisoires de l'exercice précédent :

Une sortie du nucléaire en 20 ans semble envisageable si elle est fondée sur un programme ambitieux et pérenne d'économie d'électricité et de promotion de l'électricité renouvelable. Elle impose un effort important de redistribution entre les français et des politiques incitatives fortes à la sobriété d'achat et de comportement en même temps qu'une politique industrielle centrée sur l'efficacité des outils et les énergies renouvelables.

Cette politique apparaît comme moins onéreuse pour la collectivité et les usagers. Elle se traduit par des coûts au kWh électrique plus importants de 10% dans un scénario de sortie du nucléaire, mais par une réduction d'au moins 25% de la facture annuelle des ménages et des entreprises.

Enfin les investissements à consentir sur la période 2010- 2031 pour le scénario sortie du nucléaire » sont inférieurs de 10 à 20% à ceux du scénario « Tout EPR » même en investissant assez massivement dans des centrales à gaz (30GW) pour assurer la sécurité de fourniture d'électricité en cas d'aléa climatique majeur ¹⁹(voir annexe 2).

L'étude montre d'autre part la nécessité d'un approfondissement des questions d'économie d'électricité, dont le potentiel est généralement négligé et dont les coûts sont mal cernés, et des questions de réseau très généralement passées sous silence malgré leur poids, à la fois dans les prix au kWh (>30%) pour l'utilisateur et dans les coûts d'investissement collectif (de l'ordre de 20 à 30%).

¹⁹ Le cumul des puissances garanties des centrales thermiques, des centrales à biomasse et d'une partie de l'hydraulique est alors de 62 GW.

Annexe 1: Le bilan électrique français en 2009

Bilan électrique 2009		
	Total	Par habitant
		(62,45 millions)*
	TWh	kWh
PRODUCTION BRUTE, dont	541,7	8674
Renouvelables non thermiques	69,6	1113
Hydraulique, dont	61,6	986
<i>Pompage</i>	4,6	74
Géothermique	0	0
Eolien	7,8	124
Solaire	0,164	2,6
Thermiques, dont	471,7	7554
Nucléaire	409,7	6562
Fossile	56	896
<i>ex-charbon</i>	27,7	444
<i>ex-pétrole</i>	5,9	95
<i>ex-gaz</i>	22,3	357
Biomasse	6	96
Divers	0,49	8
AUTOCONSOMMATION (1)	-23,8	-382
PRODUCTION NETTE (2)	517,8	8293
IMPORTATIONS (3)	19,2	308
EXPORTATIONS	-44,9	-719
CONSOMMATION DU POMPAGE	-6,5	-105
DISPONIBILITE INTERIEURE (4)	485,6	7776
PERTES DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION	-32,5	-520
CONSOMMATION TOTALE (5)	453,1	7256
CONSOMMATION SECTEUR ENERGIE	28,9	463
CONSOMMATION FINALE, dont :	424,2	6793
Industrie	125,5	2010
Transport	12,9	206
Résidentiel	159,4	2553
Tertiaire	122,3	1959
Agriculture	4,1	66

* France métropolitaine, y compris la Corse.

(1) Autoconsommation : consommation d'électricité des centrales électriques.

(2) Production nette = production brute + autoconsommation (-).

(3) Il s'agit des échanges physiques d'électricité (voir rapport d'activité de RTE pour l'année 2009).

(4) Disponibilité intérieure = Production nette + importations + exportations(-) + consommation du pompage(-).

(5) Consommation totale = Disponibilité intérieure + pertes de transport et distribution (-).