



Electricité

Eléments de réflexion et de débat en vue de l'intégration des enjeux de l'énergie électrique en France dans une stratégie énergétique nationale

Juillet 2012

Sommaire

<i>Note préalable.....</i>	<i>3</i>
<i>1. Comment estimer le coût de l'énergie ? Que recouvre la notion de « coût » ?</i>	<i>4</i>
<i>2. Le mode de production a-t-il un impact sur les coûts, les risques et la nature des investissements ?.....</i>	<i>5</i>
<i>3. Quelle attractivité des différentes filières énergétiques par investissement ?</i>	<i>9</i>
<i>4. Que penser dans ce concert du rapport établi par la Cour des Comptes en janvier 2011 ?..</i>	<i>11</i>
<i>5. Y-a-t-il un mix électrique optimal pour la France ? Ou bien un faisceau de tendances ? Comment les décrire ?</i>	<i>19</i>
<i>6. Le véhicule électrique, un pari raisonnable ?</i>	<i>20</i>
<i>7. Quel avenir pour les centrales électronucléaires existantes en France ?</i>	<i>23</i>
<i>8. Au fait, l'énergie nucléaire est-elle une énergie décarbonée ?</i>	<i>23</i>
<i>9. A-t-on estimé les coûts suite aux catastrophes nucléaires, ou bien sait-on les calculer ?...24</i>	
<i>10. Plus de 25 ans après la catastrophe de Tchernobyl, où en est-on dans l'analyse de ses impacts ?</i>	<i>26</i>
<i>11. Quelles sont vos préconisations pour une meilleure anticipation du risque nucléaire ?....</i>	<i>27</i>
<i>Annexe 1 – contributions de Green Cross sur la stratégie énergétique</i>	<i>28</i>
<i>Annexe 2 – définitions et acception des différentes formes d'énergies productives d'électricité en France.....</i>	<i>29</i>

Note préalable

Ce document est un support de travail partagé par Green Cross France et Territoires avec ses mécènes, adhérents et partenaires. Sa diffusion est interdite sans accord préalable écrit de l'Association. Il constitue à ce stade un document de travail susceptible d'évolutions.

La citation est autorisée sous réserve que chaque paragraphe ou illustration soit reproduit dans son intégralité, avec mention précise de la source (Green Cross France et Territoires, rapport électricité 2012, version 1, page XXX) et du respect des crédits existants.

1. Comment estimer le coût de l'énergie ? Que recouvre la notion de « coût » ?

En matière de stratégie énergétique, et notamment d'électricité, la question du coût est une question où les chiffres sont plus que trompeurs.

La notion la plus intéressante vue de l'utilisateur final (particulier ou entreprise) est celle de l'énergie utile, que l'on pourrait définir comme suit dans le domaine électrique :

Energie effectivement mise à disposition de l'utilisateur au point de consommation pour fournir un travail (chaleur, froid, force, calcul, lumière). Quantité nette distribuée, après déduction des reliquats d'énergie restitués au réseau.

Cette énergie dépend pour partie de la performance des équipements de l'utilisateur, mais également de ses usages. Elle n'est actuellement pas mesurée en France. Certains dispositifs (les véritables compteurs intelligents tels qu'ils peuvent être initiés au Japon ou en Californie) peuvent tenter de la restituer, de manière instantanée au consommateur, sous forme d'équipements intelligents.

Communément, les chiffres couramment cités pour des coûts énergétiques sont :

- Soit les coûts de production,
- Soit les coûts d'électricité disponible à un point de consommation (intégrant des mécanismes d'amortissement ou de provisionnement statistiques relatifs à l'utilisation du réseau, nous y reviendrons ensuite).

Cette différence n'est pas neutre :

- Du coût dépend le modèle de tarification, et selon la tarification l'utilisateur change son comportement immédiat (usage restreint ou intense, voire mésusage), mais également sa politique d'investissement,
- Et le modèle de tarification dicte la rentabilité des investissements (depuis la décision d'investissement / non investissement jusqu'à la fin de vie).

Il convient donc d'être très prudent et précis dans un chiffrage des coûts, où souvent des chiffres donnant l'apparence de la précision sont manipulés sans définition précise du périmètre, et sans vérifier que tous les chiffres sont à périmètres constants.

2. Le mode de production a-t-il un impact sur les coûts, les risques et la nature des investissements ?

Si on se focalise sur les coûts de production, les ordres de grandeurs vont être très différents en fonction de 5 paramètres :

- Production **diversifiée** ou monosource :
 - Plus la production est diversifiée, plus il est facile de lisser creux et pics de production selon la consommation, et plus la source de production peut fonctionner à régime constant, ce qui contribue à limiter les coûts,
 - *A contrario* l'énergie nucléaire, monosource et peu ajustable en production, a conduit à encourager très fortement le chauffage électrique pour utiliser un tant soit peu les kWh produits en tarif nuit, et obère fortement la capacité de tout le réseau électrique à se moderniser,
- Le caractère **déconcentré** ou non :
 - Plus l'énergie produite est concentrée, plus il faut la transporter sur de longues distances (avec un coût d'infrastructures et de distribution élevée), et plus il faut d'intelligence pour gérer le réseau (ce qui tend à avoir un réseau piloté en étoile),
 - Plus elle est déconcentrée, plus il est facile de constituer un réseau intelligent « agile » à la manière d'internet (*smart grid*), à faible investissement initial.
- La **dépendance** aux énergies fossiles :
 - Si la production d'énergie (y compris le combustible) contient des énergies fossiles, le modèle de coût doit intégrer l'évolution de la matière première sur une période longue,
 - Il en est de même pour les émissions carbone nettes de l'activité (transport, fabrication des installations et démantèlement inclus).
- **L'ouverture de l'investissement** :
 - De nombreuses installations **déconcentrées & diversifiées** permettent l'investissement d'une multitude d'acteurs (investissement participatif ou coopérative, accès au capital-investissement) et un foisonnement d'innovations, là où des investissements concentrés nécessitent de mobiliser **en capital** de grosses masses financières. La logique d'investissement n'est pas la même, rendant la comparaison difficile.
- Le **périmètre des externalités** :
 - Toutes les productions énergétiques ne se font pas sous les mêmes lois (sols, eaux, anticipation des risques...), ne générant donc pas les mêmes coûts d'assurance, et de prévention des risques.
 - Par ailleurs, l'acceptabilité par les populations varie fortement selon les sources d'énergie, et génère des coûts d'investissement et d'opération différents.

Les différents types d'énergie sont plus précisément définis et présentés dans l'annexe 2, en fin de document.

Il nous semble intéressant de pouvoir synthétiser les éléments caractéristiques de ces énergies dans un tableau qualitatif, présenté page suivante :

Type d'énergie produite	Intensité et mode d'investissement initial (actuel)	Intensité et nature des coûts en période de production	Risques en opération	Intensité et nature des coûts de démantèlement	Types d'acteurs financiers
Thermique classique	€€ + TT Projet industriel classique, multi énergies (co ou tri génération)	€€€ Personnel, maintenance	Faibles, locaux, connus Responsabilité de l'opérateur : totale	€€€ Remise en état comme tout site industriel	Industriels, énergéticiens, investisseurs en capital
Nucléaire	€€€€€ + TTTT Investissement public, Technologie peu répandue (~ 300 réacteurs en fonctionnement)	€€€ Personnel, maintenance, sûreté et sécurité (sécurité et sûreté externalisées, comme les impacts)	Centrale : Faible à moyen, global, mal connu Responsabilité de l'opérateur : limitée à 750 millions d'euros par la Convention de Paris	€€€€€ Période de démantèlement de l'ordre de 60 à 100 ans. Les pays qui ont déjà initié un démantèlement ont tous révisé les coûts à la hausse	Seuls quelques Etats acceptent de garantir. Aucune banque ne prend d'investissement à risque
Grand hydraulique (barrages)	€€€ + TTT Investissement public	€€ Maintenance	Faible à moyen, relativement local, connu	??? Opportunité écologique / économique / financière de démanteler ? Anticipation ?	Public + concours de quelques banques internationales
Petit hydraulique (micro-turbines, STEP)	€ + T	€ Très faible maintenance	Quasi-nul, très local, connu	€ Démontage – très faible coût	Multi-investisseurs (industriels, fonds, particuliers)
Petit éolien					
Grand éolien terrestre et offshore	€€€ + TTT Projet industriel ou placement financier		Faible, local, connu	€€ Remise en état initial	Industriels, énergéticiens, investisseurs en capital
Photovoltaïque	€€ + T Variables selon le type d'installation (sur bâti, couvert, ou plein champs)	€€ Maintenance et nettoyage	Quasi-nul, très local, connu	€ Démontage – faible coût et possibilité valorisation matière	Multi-investisseurs (industriels, fonds, particuliers)
Biomasse diffuse	€ + T Valorisation d'un déchet / coproduit ou projet coopératif / local	€ Maintenance		€ Démontage et remise en état du site	
Biomasse concentrée	€€ + TT Projet industriel classique, souvent multi-énergies ou multi-objectifs	€€€ Personnel, maintenance	Faible, local, connu		Industriels, énergéticiens, investisseurs en capital
Economies d'énergie	€ + T Investissements souvent mesurés, prédictibles, affacturables				Multi-investisseurs (industriels, fonds, particuliers)

Tableau 1 : analyse qualitative sommaire des différents modes de production d'énergie

(€ : intensité en capitaux, T : impact temps)

Par ailleurs, les durées de vie des installations sont très différentes selon le type d'installation considérée :

- Nucléaire : à la conception de 25 à 30 ans, actuellement planifiée de 35 à 45 ans selon les pays
- Eolien terrestre : environ 20 ans (chiffre de l'ADEME)
- Eolien offshore : environ 50-60 ans (sur projections)
- Système de géothermie : 15 à 20 ans de fonctionnement garanti par les constructeurs, durée de vie estimée de l'ordre de 50 ans.
- Grand hydraulique : de l'ordre de 50 ans (Sorgenia France)
- Photovoltaïque : entre 20 et 35 ans (garanti par les constructeurs)
- Biomasse : 15 à 20 ans de fonctionnement garanti par les constructeurs, durée de vie estimée de l'ordre de 50 ans.

Nous préférons retenir dans cette approche une analyse globale des coûts par filière de production, telle que celle proposée par Global Chance¹.

Considérant que nous allons désormais nous concentrer sur les coûts de production, nous reprenons à notre compte les recommandations et calculs proposés pour les coûts courants de production.

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

On remarquera que la fourchette de coûts adoptés pour le nucléaire EPR est différente de celle calculée par la Cour des comptes qui retient un coût de 75 à 90 €/MWh. Mais le coût que nous retenons comporte un coût d'assurance contre un risque d'accident majeur, évalué autour de 5 à 10 € par MWh et pour le haut de la fourchette de surcoûts importants post Fukushima. D'autre part la Cour ne met pas en cause le taux de 90% d'utilisation des EPR annoncé par EDF, alors que nous avons retenu un taux plus réaliste (et conforme à la situation actuelle) de l'ordre de 75%. Enfin, les provisions pour stockage des déchets sont plus importantes dans le scénario EPR que dans le scénario de sortie puisque les quantités d'électricité nucléaire cumulée y sont plus élevées.

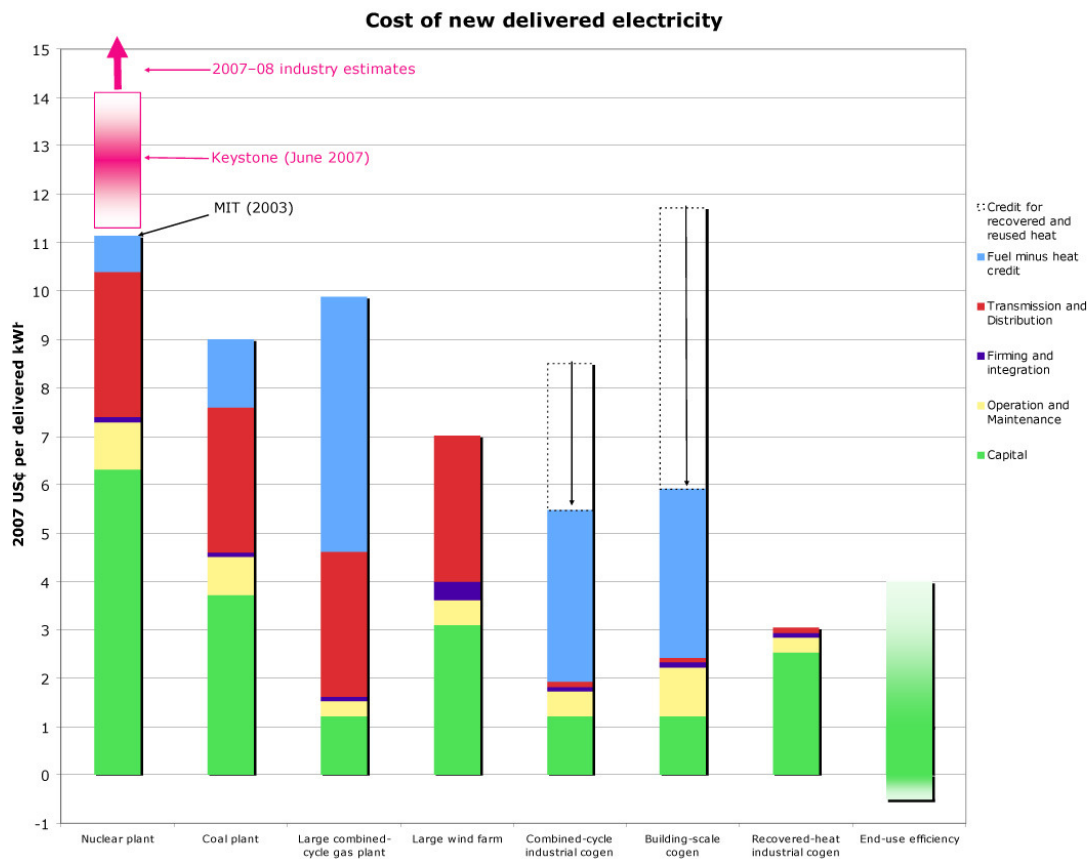
Voici également ci-après les ordres de grandeur de facture globale de production entre les deux scénarios DGEC et Sortir du Nucléaire :

Tableau 7 : Facture production 2031 des deux scénarios

2031 Millions d'euros	2009	DGEC	DGEC	Sortie du nucléaire	Sortie du nucléaire
Hypothèses de coût		Haute	Basse	Haute	Basse
ThermiqueClassique	4500	4050	2835	10500	7350
Nucléaire	14600	37800	28800	0	0
Hydraulique	1860	1980	1980	2100	2100
Éolien terrestre	640	3280	3280	6400	6400
Eolien offshore	0	3600	3000	5400	3600
PV	0	0	0	7500	5000
Biomasse	900	900	720	4000	3200
Total coût Production	22500	51610	40615	35900	27650
Prix moyen/MWh	43,6	99	78	106	81

¹ Benjamin Dessus, *Sortir du nucléaire en 20 ans, à quelles conditions et à quels coûts*, Global Chance, 31 janvier 2012 : <http://www.global-chance.org/IMG/pdf/SortirDuNucleaireEn20ans-31jan2012.pdf>

Une analyse effectuée sur les données 2007 fournies par l'administration américaine fournit un éclairage intéressant par rapport aux chiffres 2009 cités par Global Chance, dans une approche de coût complète.



Il n'est malheureusement pas possible, faute de disponibilité de données récentes et comparables, de faire une analyse similaire sur des données françaises et européennes.

3. Quelle attractivité des différentes filières énergétiques par investissement ?

Nous allons tout d'abord analyser la synthèse, cumulée par type d'investissement (production, économie, réseau), des investissements nécessaires à horizon 2031, telle que présentée par Global Chance².

Tableau 10 : Cumul des investissements des scénarios en 2031 (milliards d'€)

Milliards d'€ (G€)	Scénario Sortie du nucléaire	Scénario DGEC
Investissement de production	186- 237	300,1- 375,7
Investissement d'économie d'électricité	125	0
Investissement de réseau	141	128
Total investissement	451,5- 503	428,1-503,7

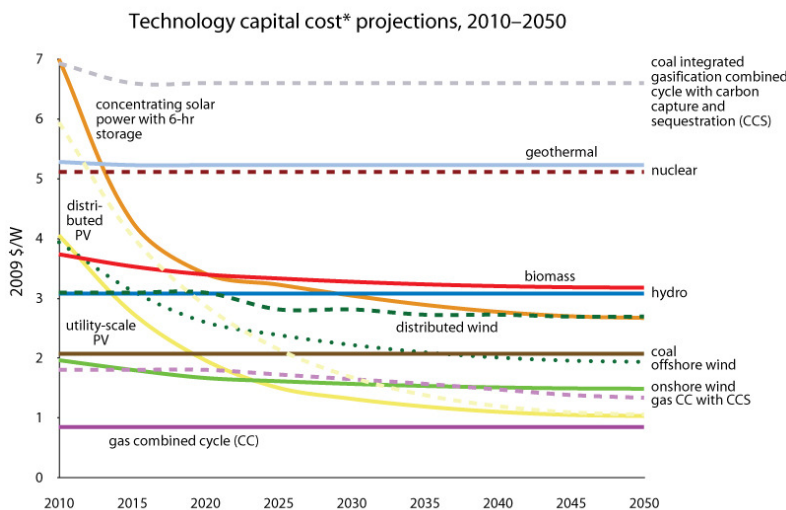
Le scénario sortie du nucléaire et le scénario DGEC présentent des investissements cumulés analogues.

Nous observons ici des totaux d'investissements globalement similaires, mais qui se répartissent en trois postes d'importance égale dans le scénario Sortir du nucléaire :

- la production,
- les économies d'énergie,
- la modernisation du réseau.

Par convention, le scénario DGEC ne fait pas apparaître de manière spécifique les investissements de réseau. Et, concernant la nature de l'investissement de production, les acteurs dudit investissement diffèrent considérablement selon le mix énergétique cible et les conditions de marché.

Le Rocky Mountain Institute³, think-tank indépendant américain a, sous la direction d'Amoy Lovins, estimé le coût en capital nécessaire par technologie projeté sur une période de 40 ans (en \$/W constant, hors opportunités fiscales).



Rocky Mountain Institute © 2011. For more information see www.RMI.org/ReinventingFire.

² Benjamin Dessus, *Sortir du nucléaire en 20 ans, à quelles conditions et à quels coûts*, Global Chance, 31 janvier 2012 : <http://www.global-chance.org/IMG/pdf/SortirDuNucleaireEn20ans-31jan2012.pdf>

³ http://www.rmi.org/RFGGraph-technology_capital_cost_projections

Aujourd'hui, si l'on prend l'index de coût d'investissement en capital correspondant au nucléaire, on constate que seul l'investissement en solaire concentré est plus coûteux.

Prenant comme référence le coût d'investissement en charbon « sale » (*coal* – à l'inverse du charbon propre CCS qui est la technologie la plus coûteuse), on constate :

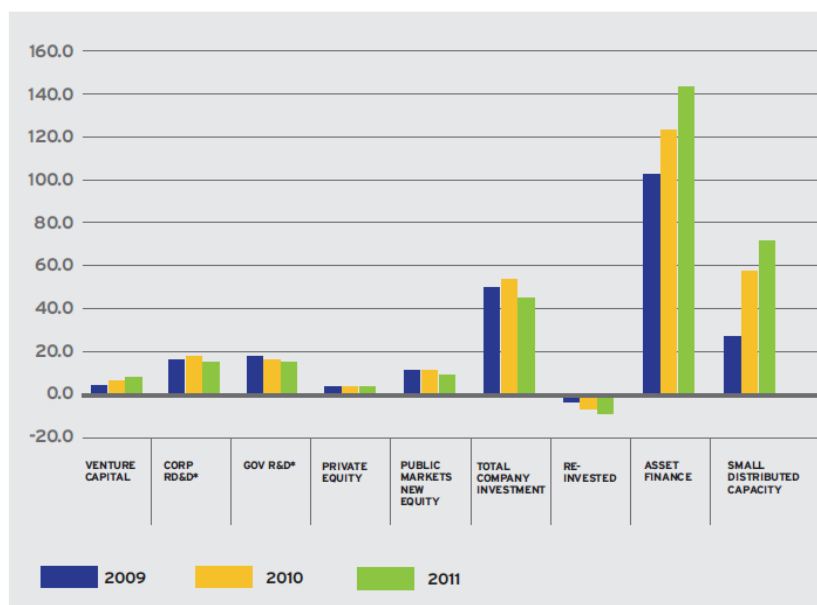
- Qu'investir dans le cycle combiné à gaz (cogénération) est d'ores et déjà moins cher, tout comme l'éolien terrestre,
- Que le photovoltaïque déconcentré deviendra un meilleur investissement avant 2020.

Et les exemples peuvent être multipliés... il est à noter que les technologies présentant la courbe d'adoption la plus rapide sont les technologies déconcentrées, et celles qui sont intégrées dans un cycle multi-valorisations (chaleur, énergie, co-produits).

Le Pew Institute⁴, autre think-tank américain, dans son rapport sur les énergies propres, nous montre également que les financements seront équilibrés en trois pôles principaux :

- les banques (140 milliards USD en 2011),
- les investisseurs privés (45 milliards USD en 2011),
- l'investissement de proximité (70 milliards USD en 2011).

FIGURE 4: G-20 INVESTMENT BY FINANCING TYPE, 2009-11 (BILLIONS OF \$)



* Research and development figures represent total global funding

4

http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Publications/Report/FINAL_forweb_WhoIsWinningTheCleanEnergyRace-REPORT-2012.pdf

4. Que penser dans ce concert du rapport établi par la Cour des Comptes en janvier 2011 ?

(Lien vers le rapport complet de la Cour des Comptes : www.ccomptes.fr/index.php/content/download/1794/17981/version/4/file/Rapport_thematique_filiere_electr_onucleaire.pdf)

Le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de l'énergie électronucléaire a permis une avancée majeure vers un chiffrage plus objectif et une transparence des données concernant l'électricité d'origine électronucléaire.

Certains postes de coût n'ont pu être néanmoins analysés, soit parce qu'ils ne relevaient pas de la saisine de la Cour des Comptes, soit par manque de données : analyse fine et par scénario du dé-commissionnement et du démantèlement des centrales, conditions de marché d'assurance et de réassurance, tarification au réel des prélèvements en eau, ou encore de la valorisation de l'uranium comme déchet plutôt que comme ressource.

En l'absence de plus d'informations, il nous semble nécessaire de nous appuyer pour toute analyse présente ou future sur un coût de production actualisé d'un MWh nucléaire compris entre 75 et 90 euros, en évaluant les coûts d'assurance à 5 à 10 euros par MWh.

Il convient également de demander formellement à la filière électronucléaire de diversifier son portefeuille de placements à moyen et à long terme sur des secteurs non liés à l'énergie nucléaire, pour éviter tout effet spéculatif.

4.1 Chiffrage du dé-commissionnement et du démantèlement des installations intégrant des retours opérationnels :

La Cour des Comptes estime le coût du démantèlement des 58 réacteurs français à 18,4 milliards d'euros, soit une moyenne de 317 millions d'euros par réacteur, tout en précisant que les charges pourraient augmenter. Selon l'institution, un doublement du devis de démantèlement entraînerait "*seulement*" une hausse de 5 % des coûts de production de l'électricité (chiffres du rapport de la Cour des Comptes).

Ces coûts sont clairement sous-estimés. En effet, le démantèlement de la centrale de Brennilis (Finistère), le seul en cours actuellement, est pour l'instant chiffré à 482 millions d'euros par la Cour des Comptes dans un rapport de 2005, et l'opération était loin d'être achevée, les contretemps s'étant depuis accumulés. Quoi qu'il en soit, on se situait déjà au-delà des chiffres fournis par EDF pour le démantèlement moyen d'un réacteur, alors que la puissance du site, de 70 MW, est largement inférieure à celle des autres centrales (entre 900 et 1 400 MW). A noter également qu'en Suisse, 17,5 milliards d'euros sont prévus pour le démantèlement de 5 réacteurs⁵....

⁵ Office Fédéral de l'Energie (OFEN) suisse, décembre 2011

Le devis du démantèlement ne serait donc pas seulement doublé (comme le suggérait la Cour des Comptes dans son rapport) mais *a minima* quadruplé, entraînant en réalité une hausse de 20% des coûts de production de l'électricité électronucléaire⁶.

De plus, les arguments d'EDF consistant à intégrer l'évaluation d'économies d'échelles dans leurs activités est ici critiquable, ou tout du moins à limiter : pour le démantèlement, le nombre nécessaire d'heures de main d'œuvre est constant d'un chantier à l'autre, et le démantèlement appellera à faire face à des incertitudes spécifiques à chaque chantier, comme le démantèlement poussif de Brennilis le laisse supposer. Par ailleurs, il n'existe pas à ce stade de « manuel de démantèlement » concernant les centrales françaises, ni même de simulation logistique détaillée du processus de démantèlement.

Ce point illustre un autre aspect sous-estimé par le rapport de la Cour des Comptes, à savoir les investissements qui seront nécessaires en matière de recherche et développement pour le démantèlement et la gestion des déchets. La Cour des Comptes a chiffré à 1 milliard d'euros par an la recherche sur le nucléaire (publique et privée) depuis 1955⁷, mais ceci augmentera avec la prise de conscience progressive de la nécessité de prendre en compte les enjeux tant techniques qu'économiques et sociaux du dé-commissionnement et du démantèlement des centrales.

4.2 Renforcement de la sûreté / Investissements de maintenance :

Au moment de l'audit de la Cour des Comptes, EDF avait évalué les coûts de renforcement de la sûreté demandés par l'ASN après Fukushima à 10 milliards d'euros pour les 10 ans à venir, un chiffre à ajouter aux 40 milliards d'investissements prévus sur les trois prochaines décennies pour porter à 60 ans la durée de vie des réacteurs français.

Cette évaluation à 10 milliards est « un peu optimiste »⁸, selon les dires mêmes des proches d'André-Claude Lacoste, Président de l'ASN. Ce chiffre sera sûrement revu à la hausse dans le rapport qu'EDF doit avoir remis à l'ASN au 30 juin 2012 concernant les travaux imposés par l'agence pour améliorer la sûreté des centrales nucléaires françaises.

De plus, pour des raisons de maintenance et donc de sûreté, EDF ne pourra utiliser les EPR à 100%, ni même à 90% comme annoncé par EDF et repris tel quel par la Cour des Comptes. Un taux de 75% semble plus réaliste et plus conforme à la situation actuelle⁹ : un point qui change également la donne concernant les tarifs finaux de la production électronucléaire.

⁶ Chiffre évalué par Sophia Majnoni, chargée de campagne nucléaire à Greenpeace, dans une interview accordée à Le Monde : http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/01/31/le-rapport-de-la-cour-des-comptes-sous-evalue-les-couts-du-nucleaire_1637073_3244.html

⁷ Rapport de la Cour des Comptes, p 285 :

www.ccomptes.fr/index.php/content/download/1794/17981/version/4/file/Rapport_thematique_filiere_electr_onucleaire.pdf

⁸ http://www.lepoint.fr/societe/cout-du-nucleaire-la-cour-des-comptes-pointe-des-incertitudes-importantes-selon-la-tribune-11-01-2012-1417957_23.php

⁹ Evaluation de Benjamin Dessus, « Sortir du Nucléaire en 20 ans, à quelles conditions et à quels coûts ? », Global Change, 31 janvier 2012, p 8

4.3 Mise à niveau des conditions de marchés pour l'assurance et la réassurance (Convention de Paris / Bruxelles) et évolution du régime d'exemption :

Les chiffres du rapport de la Cour des Comptes montrent que l'industrie nucléaire bénéficie d'un régime d'exemption en vertu de la Convention de Paris, actualisée par celle de Bruxelles (uniquement ratifiée par la France le 9 mai 2012), notoirement insuffisant par rapport aux dégâts générés en cas de sinistre :

Comparaison des montants d'indemnisation prévus par les conventions de Paris / Bruxelles avec ceux des protocoles de 2004

Tranches	Montants prévus par les conventions en vigueur en France	Protocoles 2004
Exploitant	91,5 M€	700 M€
Etat de l'exploitant	+ 109,8 M€ soit au total : 201,3 M€	+ 500 M€, soit au total : 1 200 M€
Etats-parties	+ 143,7 M€ soit au total : 345 M€	+ 300 M€ soit au total : 1 500 M€

Source : Dispositifs conventionnels et législatifs et Cour des comptes

Les règles imposées par l'Union européenne pour la ratification des protocoles additionnels de 2004

Ces indemnisations ne peuvent pas prendre en compte plusieurs évènements :

- les coûts de restauration d'un environnement dégradé,
- la prise en compte des impacts sanitaires à moyen et à long terme,
- les pertes d'activité (agricoles, industrielles, commerciales) et pertes d'opportunités liées à une catastrophe majeure.

Quoi qu'il en soit, le coût d'assurance contre un risque d'accident majeur est à intégrer dans le coût de production de l'électricité électronucléaire. Et, dans ce contexte, l'industrie nucléaire n'est que très peu compétitive.

On peut par ailleurs s'interroger sur le fait que le régime d'exemption appliqué à l'industrie nucléaire constitue une distorsion de concurrence significative par rapport aux productions renouvelables qui, elles, s'acquittent d'assurances couvrant l'ensemble de leurs externalités.

4.4 Provisions :

L'exploitant et ses ayants-droit provisionnent mal les charges futures (démantèlement, traitement des déchets, renforcement de la sûreté) ou potentielles (accident) en investissant dans la filière électronucléaire elle-même (AREVA pour le CEA, RTE pour EDF).

Cet investissement, non communiqué au consommateur citoyen, est extrêmement spéculatif : les titres sont dépréciés en cas de plus faible attractivité de la filière nucléaire, en cas d'accident, ou simplement d'appréciation plus fine du risque.

Par ailleurs, en tant que garant, l'Etat est l'ultime responsable de la couverture des charges futures du nucléaire. Autrement dit, l'Etat est financeur en dernier ressort du démantèlement et des catastrophes nucléaires, mais sans pouvoir couvrir ce risque.

De plus, le choix du taux d'actualisation de ces dépenses comporte une part d'arbitraire, bien reconnue par la Cour des Comptes, mais néanmoins à prendre en considération. La sensibilité des provisions à ce taux, également reconnue par la Cour des Comptes, est en effet importante.

4.5 Tarification au réel des prélèvements en eau :

La production électronucléaire est la principale entité qui prélève de l'eau en France. Plus de 50% des prélèvements en eau du pays lui sont imputables.

Prélèvement (Millions de m3)	Eau potable		Industrie		Irrigation		Electricité		Tous usages
Eaux superficielles	2220	8%	2117	8%	3284	13%	18508	71%	26129
Eaux souterraines	3746	59%	1458	23%	1107	17%	23	0%	6334
Total	5966	18%	3575	11%	4391	14%	18531	57%	32463

Source : EDF – 2005 (données 2002)¹⁰

Comme l'indiquait le Commissariat Général au Développement Durable, dans un document de synthèse en mai 2012¹¹, « la redevance pour prélèvement est fondée sur les principes de la directive 2000/60/CE (ou Directive Cadre sur l'Eau, DCE, transposée en droit français en 2004) qui institue un cadre communautaire pour une politique visant le bon état écologique de l'eau. Son article 9 impose aux États membres de tenir compte du principe de la récupération des coûts des services* de façon que les utilisateurs de l'eau supportent les coûts d'utilisation de l'eau, et notamment les coûts pour l'environnement.

¹⁰ <http://www.physagreg.fr/Cours3eme/nouveau-programme/elec3/electricite3-chap4-besoin-eau-centrale-nucleaire.pdf>

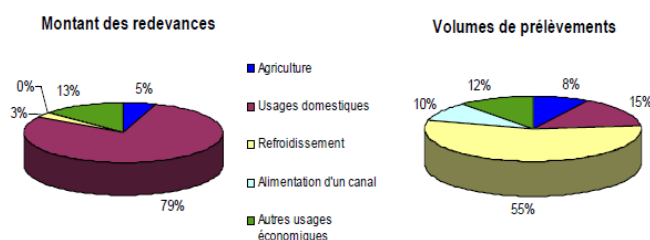
¹¹ Economie et évaluation, le point sur, édition n°127 : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/LPS127.pdf>

La DCE encourage ainsi une tarification incitative, qui, intégrant les différents coûts pour l'environnement dans le prix de l'eau, vise à orienter le comportement des usagers dans le sens d'une réduction des pressions exercées sur la ressource (prélèvements créant des conflits d'usage et émissions de polluants). »

Ce principe semble pas ou peu mis en œuvre dans le cadre de la redevance pour prélèvement applicable aux installations électronucléaires. EDF¹² bénéficie d'une tarification spécifique, dite de « prélèvement avec taux de restitution supérieur à 98% ».

Selon le document précédemment cité¹³, les prélèvements effectués pour le refroidissement des centrales (très majoritairement nucléaires, même si le chiffre englobe probablement quelques centrales thermiques) se montaient en 2009 à plus de 50% des volumes de prélèvements globaux en France, pour un montant des redevances représentant 3% des redevances versées.

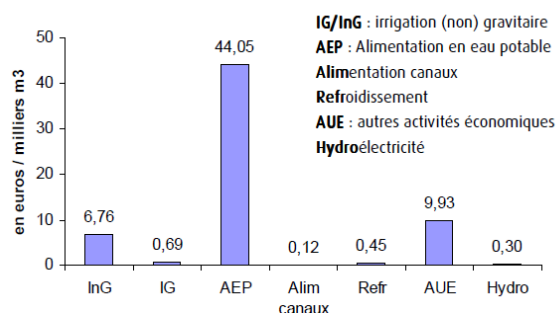
Graphique 1 : Répartition des prélèvements et des redevances pour prélèvement selon les usages (hors hydroélectricité)



Source : DEB, Agences de l'eau en 2009

Ce qui, toujours selon la même source, correspond à un taux moyen de redevance moyen de 0,45 euro par milliers de m³.

Graphique 2 : Taux moyens des redevances de prélèvements par usages (tous bassins confondus) pondérés par les volumes de prélèvements



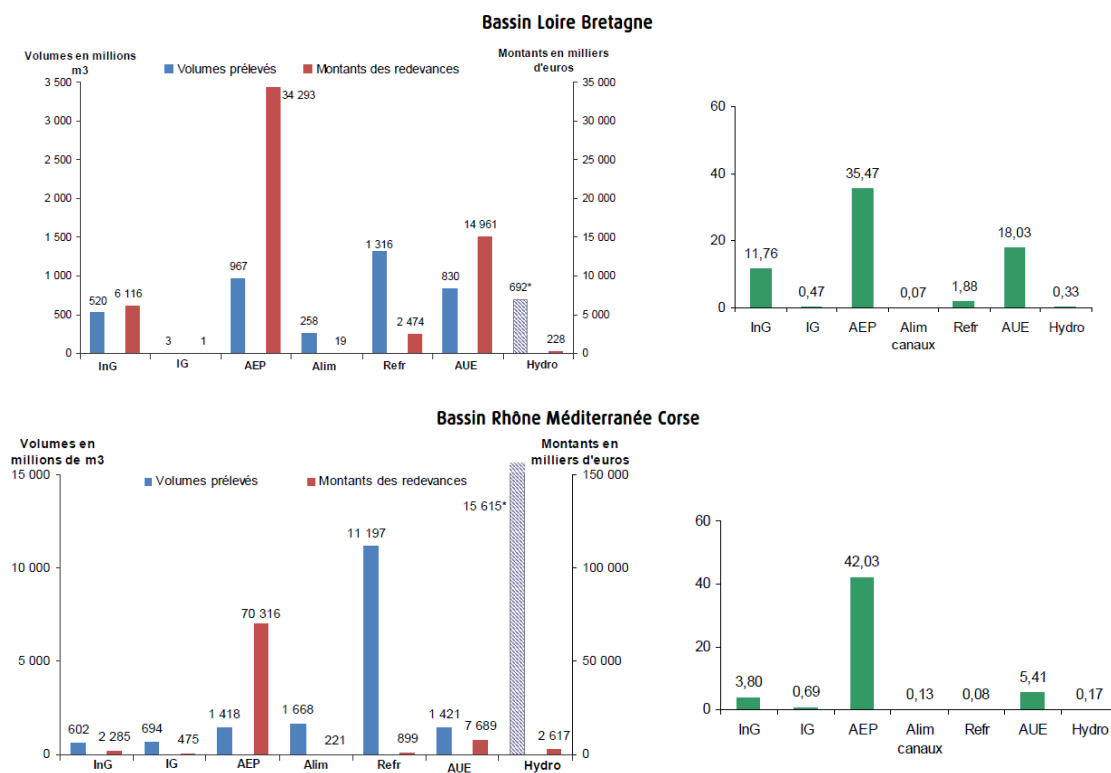
Source : DEB, Agences de l'eau en 2009

Note 1 : Le taux appliqué à l'hydroélectricité est en euros par millions de m³ x m
 Note 2 : Ces taux moyens masquent une grande variabilité selon les bassins. C'est pour l'irrigation non gravitaire et le refroidissement que l'écart type relatif est le plus importante et pour l'usage eau potable qu'il est le plus faible.

¹² On consultera avec beaucoup d'attention la note produite par EDF sur le sujet : http://www.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/En_Direct_Centrales/Nucleaire/General/Notes_Info/Note_ge_stion_eau_01_2010.pdf

¹³ Economie et évaluation, le point sur, édition n°127 : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/LPS127.pdf>

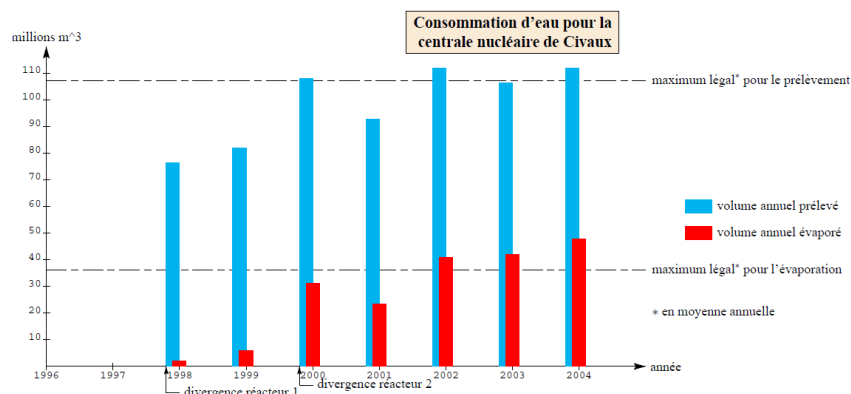
De manière plus spécifique, deux bassins ont une situation particulièrement inquiétante quant au prélèvement pour le refroidissement des centrales nucléaires : Loire Bretagne et Rhône Méditerranée Corse.



Nous n'avons pas pu identifier d'indicateurs de suivi confirmant que le taux de prélèvement et surtout de restitution corresponde aux conditions justifiant l'obtention de cette tarification.

A l'inverse, de nombreuses alertes nous font suspecter que les seuils de prélèvements, d'évaporation et températures maxi de rejet sont régulièrement franchis.

Pour illustrer ce dernier point, un graphique présenté par l'association Stop Civaux nous semble particulièrement intéressant :



On constate également régulièrement des rejets radioactifs dans l'eau non maîtrisés :

- à Civaux : <http://www.enviro2b.com/2012/01/26/nucleaire-lasn-tire-les-oreilles-dedf-a-la-centrale-de-civaux/>
- à Penly : http://www.lexpress.fr/actualite/societe/un-incendie-est-en-cours-a-la-centrale-nucleaire-de-penly_1101736.html
- au Blayais (rapport indépendant demandé par le Conseil Régional Gironde): <http://www.acro.eu.org/RAP110111-BLY-v1.pdf>
- au Tricastin: http://www.lexpress.fr/actualite/environnement/fuite-d-uranium-a-la-centrale-de-tricastin_526063.html
- ...

Au fur et à mesure du changement climatique, les normes sont régulièrement ajustées pour prélever proportionnellement de plus en plus d'eau et la rejeter de plus en plus chaude dans un fleuve qui s'atrophie.

Cet enjeu, bien que soulevé par Sortir du Nucléaire depuis de nombreuses années¹⁴, n'a pas fait l'objet d'analyses détaillées à ce jour.

Les normes sont souvent ajustées ou font l'objet de décrets dérogatoires, comme par exemple :

- En 2006 : http://www.lemonde.fr/planete/article/2006/07/23/les-centrales-nucleaires-d-edf-autorisees-a-rejeter-des-eaux-plus-chaudes_797878_3244.html
- Et en 2011 : <http://www.actu-environnement.com/ae/news/derogations-rejets-rhone-centrale-nucleaire-cruas-13186.php4>

D'une manière qualitative, le préjudice pour l'homme et l'environnement est important et de trois ordres :

- Eutrophisation et perte de biodiversité du fait de rejets d'une eau plus chaude,
- Modification des paramètres climatiques locaux par une trop forte évaporation et une trop faible restitution,
- Risque accru de rupture de la chaîne de refroidissement par manque d'eau, et partant de catastrophe.

¹⁴

<http://www.sortirdunucleaire.org/index.php?menu=sinformer&sousmenu=themas&soussousmenu=secheresse&page=9>

Les externalités non compensées peuvent être anticipées comme étant les suivantes :

- Manque à gagner pour les Agences de l'Eau, les critères de tarification avec restitution supérieure à 98% n'étant plus respectés,
- Conflits d'usages latents ou avérés (vallée du Rhône) avec les riverains et les agriculteurs,
- Impact sur la biodiversité.

En l'absence d'étude complémentaire, nous ne possédons pas encore à ce stade d'élément de quantification plus précis, sur un sujet qui pourtant semble essentiel pour mieux connaître les enjeux sur l'environnement et les activités économiques, et ainsi pouvoir appliquer les règles de régulation et le principe « pollueur-payeur ».

4.6 Valorisation de l'uranium comme déchet et non comme ressource :

La Cour des Comptes n'a pas calculé le coût de la gestion de certaines matières, s'en tenant à la très restrictive définition officielle des déchets nucléaires en France. Ainsi aucun chiffrage n'a été fait quant à la prise en charge des 260 000 tonnes d'uranium appauvri qui s'entassent sur différents sites¹⁵, ni des 82 tonnes de plutonium et MOX stockées à La Hague, puisque les exploitants considèrent qu'elles pourraient être réutilisées et qu'il ne s'agit donc pas de déchets.

Les chiffres obtenus pour la gestion des autres déchets et les désaccords qui en découlent annoncent des débats houleux sur ces questions : l'enfouissement des déchets les plus dangereux ne coûterait « que » 14,4 milliards d'euros selon EDF, contre 36 milliards selon l'ANDRA (Agence Nationale pour la maîtrise des Déchets Radioactifs).

4.7 Quid de la mise à niveau du réseau ?

Le dimensionnement du réseau, non chiffré dans le rapport de la Cour des Comptes, a été conçu en grande partie sur les contraintes spécifiques de la production électro-nucléaire - son renouvellement coûterait une fortune, et nécessite un débat préalable pour permettre une conception à même de supporter les enjeux de stratégie énergétique du pays sur une longue période.

En 2000, le rapport Charpin-Dessus-Pellat (« Etude économique prospective de la filière électronucléaire », rapport au Premier Ministre, 2000) estimait l'investissement cumulé de mise en place et maintenance du réseau dans les 20 années précédentes à 80 milliards d'euros : 6 pour le réseau haute tension, 12 pour le réseau moyenne tension, 62 pour les réseaux de distribution. L'investissement annuel moyen était donc de 4 milliards d'euros entre 1980 et 2000.

Ce chiffre est trop souvent délaissé, alors qu'il constitue une part importante de l'investissement du système électrique : investissements de maintenance, de qualité, et en parallèle investissements d'allongement de la durée de vie des centrales.

La titrisation des provisions payées par les consommateurs pour la modernisation du réseau, et le profil d'investissement retenu, a vraisemblablement généré une perte importante préjudiciable au renouvellement, et qu'il conviendrait d'analyser plus en détail.

Par ailleurs, les besoins de structuration de réseau diffèrent selon la priorité donnée aux énergies déconcentrées ou au nucléaire dans le mix énergétique.

¹⁵ <http://groupes.sortirdunucleaire.org/Couts-du-nucleaire>

5. Y-a-t-il un mix électrique optimal pour la France ? Ou bien un faisceau de tendances ? Comment les décrire ?

Il est nécessaire d'enclencher une augmentation progressive et maîtrisée des prix en France. Cela permettra de garder ouvert l'ensemble des options à long-terme, tout en protégeant les plus modestes, par des taxes sociales progressives.

Dans son récent rapport sur l'énergie, le think-tank français Terra Nova¹⁶, sous la direction d'Alain Grandjean, évalue de 4 à 5% par an en termes nominaux la hausse nécessaire du prix de l'énergie jusqu'en 2025 (cela « ne peut être évité »). Cette hausse peut être accompagnée par des « amortisseurs sociaux », comme la tarification progressive.

Le mix énergétique approprié viendra de la réalité des prix (supportés par les seuls consommateurs) et de la tarification des externalités à leur juste valeur.

Il nous semble intéressant d'encourager les tendances suivantes :

- une vaste politique d'efficacité énergétique opérationnelle sur les 10 prochaines années (focalisée en priorité sur la rénovation des logements),
- la mise à l'arrêt progressive du parc électronucléaire français, en faisant en sorte qu'aucune centrale nucléaire ne dépasse 35 ans d'exploitation,
- une politique d'encouragement à l'investissement des énergies renouvelables déconcentrées, diversifiées, dé-carbonées, démocratiques,
- une tarification progressive (et non dégressive) basée sur la vérité des prix et l'internalisation des externalités,
- un pilotage des investissements dans le réseau à l'échelle régionale (tout comme ceci se fait dans les transports), et un contrôle démocratique avec une autorité de contrôle réunissant des représentants de la société civile, des collectivités locales, des consommateurs et des producteurs.

Il convient également de construire des principes de tarifications justes et adaptés à l'ensemble des énergies.

Aujourd'hui, la tarification « jour-nuit » en vigueur auprès des particuliers relève d'un usage désuet (qui nécessitait de trouver un moyen de valoriser une production nocturne excédentaire d'énergie nucléaire et s'est traduit dans le développement massif du chauffage électrique). Une tarification basée sur les coûts réels moyennés tous les ¼ heures permettrait de mettre en relation coût et prix et optimiserait l'investissement de l'ensemble des producteurs tout en donnant un signal fort vers la maîtrise de la demande (augmentation de l'efficacité énergétique et ajustement des usages).

¹⁶ <http://www.tnova.fr/revue-de-presse/ma-triser-lenergie-propos-du-rapport-de-terra-nova>

6. Le véhicule électrique, un pari raisonnable ?

Le développement du véhicule électrique est un pari, effectué par quelques opérateurs français, qui mobilise actuellement beaucoup de subventions publiques et n'a pas encore atteint d'équilibre de marché. Nous pensons que le développement du véhicule électrique n'a de sens que s'il génère une dynamique d'innovation forte sur les territoires :

- par le passage d'une logique de possession individuelle à une logique de véhicule à usage partagé, favorisant également l'autopartage et le covoiturage,
- en utilisant le véhicule électrique comme outil permettant de limiter la pollution en ville,
- par le déploiement accéléré de renouvelables en centre-ville pour permettre une recharge à bas carbone,
- et par un recours effréné à l'éco-conception des véhicules et à la réutilisation des batteries afin de limiter le besoin en ressources fossiles, notamment en terres et métaux rares.

Nous pensons donc qu'il s'agit d'une transition d'usage qui concerne un parc réduit de véhicules, en particulier en centre-ville, mais qui peut sous certaines réserves être un des dispositifs de transition vers une ville plus durable, sous les conditions ci-avant énumérées.

Le bilan carbone comparé d'un véhicule électrique et d'un véhicule conventionnel ne peut se concevoir que sur l'ensemble du cycle de vie. Un travail de synthèse remarquable a été entrepris par le site <http://carfree.free.fr> (<http://carfree.free.fr/index.php/2012/01/25/voitures-electriques-et-co2-infos-et-intox/>).

Dans ce contexte, remplacer un véhicule thermique urbain par un véhicule électrique conduit :

- à déplacer les émissions de carbone (et de particules) de la ville vers la campagne,
- mais également, dans l'exemple du mix énergétique français, à générer des déchets nucléaires additionnels.

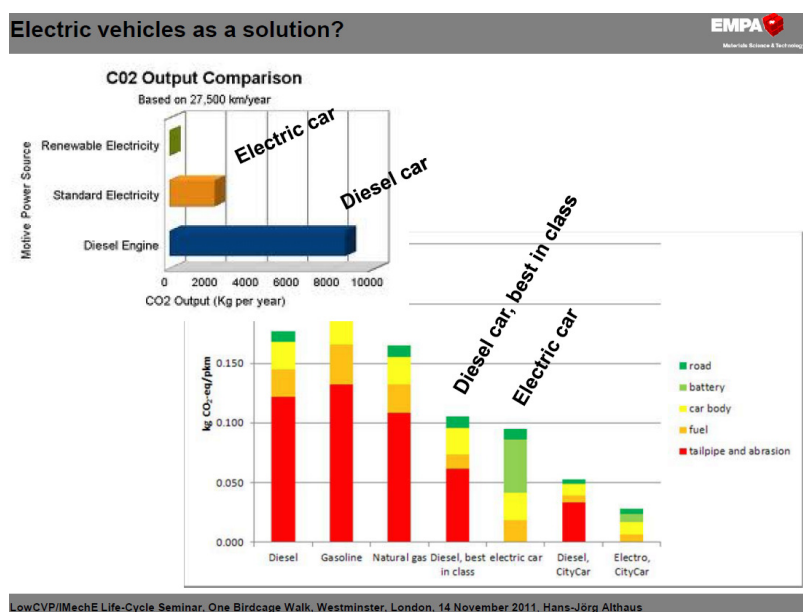
Par ailleurs, un déplacement massif des usages d'un véhicule thermique particulier par un véhicule électrique particulier nécessiterait de colossaux investissements pour développer le réseau électrique, notamment en banlieue.

C'est pourquoi, dans une logique de mobilité urbaine douce et partagée (transports publics et mobilités douce, éco-conduite, télétravail), le développement d'un véhicule électrique partagé en centre-ville nécessite d'être pensé dans une logique de multimodalités (personnes et marchandises) intégrant au mieux les convergences rail / route / eau / circulations douces.

Nous notons la tendance forte reconquête de la qualité de l'air en zone urbaine et péri-urbaine, avec interdiction progressive des véhicules émissifs en hypercentre, en commençant par les véhicules particuliers. Ainsi que l'encouragement en parallèle des solutions de mobilité partagées (transports en communs, mobilités douce, covoiturage et autopartage avec des véhicules low-emission), l'encouragement à la production locale d'énergie électrique en ville (solaire, éolien à axe vertical, hydrolien, biomasse...en approche 4D). Et ce sont ces conditions réunies qui permettent de justifier l'encouragement du véhicule électrique en ville quand il est collectif et/ou partagé.

Concernant les transports de ville-à-ville, nous privilégions plutôt que le recours au véhicule électrique, l'efficacité des usages : complémentarité des modes de transports, travail pour accroître la versatilité et l'agilité (passer facilement et sans encombre du train au bateau à l'avion à la voiture...), ce qui passe par la comparabilité de la performance globale des modes de transports (temps, coûts, émissions et impact multicritères), en privilégiant l'usage sur la propriété. Dans ce contexte, le véhicule hybride (moteur thermique et électrique) peut être une manière parmi d'autres de développer l'efficacité des usages et la versatilité, comme le recours à la multi-carburant (essence, alcool et gaz par exemple). Et ce, dans la mesure où la production des énergies utilisées est effectuée dans des conditions acceptables écologiquement, socialement et économiquement.

Une analyse effectuée par Hans-Jörg Althaus (EMPA) sur un cycle de vie complet (usage à 27 500 km/an) montre qu'aujourd'hui la performance en émissions carbone d'un véhicule électrique est égale à celle d'un véhicule diesel « best in class ».



Une analyse similaire du Centre d'Analyse Stratégique¹⁷ montre un bilan carbone encore plus en défaveur du véhicule électrique (usage à 10 000 km /an).

Émissions totales de CO₂ des VE (directes et indirectes)

g CO ₂ /km parcouru		Pays de fabrication de la batterie	
		Corée, Japon	Chine
Pays où la voiture est utilisée	g CO ₂ /kWh	420	800
Norvège, Suisse, Suède	20	30	54
France, Brésil	80	42	66
Danemark, Allemagne, Japon, Corée	420	110	134
Israël, Chine	800	186	210
Inde, Australie	1 000	226	250

Hypothèses	
kWh/kWh de batterie fabriqué	250
Années de durée de vie des batteries	8
kWh capacité de la batterie	20
kWh/100 km consommation du VE	20
km/an	10 000

Ainsi, nous pensons que l'intérêt du véhicule électrique ne se conçoit pas dans une comparaison technique performance/contre-performance avec le véhicule thermique, mais ne prend une partie de son sens :

- que s'il s'agit de substituer à un modèle de propriété un modèle de véhicule partagé (un véhicule partagé remplaçant – encore faut-il que ce soit effectivement vérifié – entre 10 et 15 véhicules individuels),
- et d'améliorer significativement la qualité de l'air dans des zones prioritaires (centre-villes de zones polluées en priorité).

Et, quel que soit le projet, les points à considérer avec la plus grande attention sont :

- les sources de production d'énergie électrique (bien entendu les plus renouvelables possibles),
- les points d'installation des branchements, la capacité du réseau à encaisser la demande d'énergie dans un premier temps, et dans un second temps la capacité du parc de véhicule électrique à supporter et à lisser la maîtrise de la demande,
- l'empreinte énergétique et écologique sur l'ensemble du cycle de vie, en intégrant en particulier les processus d'extraction minière pour les batteries (lithium notamment) et le démantèlement,
- les usages, et en particulier le fait que la présence du véhicule électrique en ville ne suscite pas par effet de ricochet (dit effet rebond) un report modal « à l'envers » depuis des usagers auparavant pourvus par les transports collectifs ou des circulations douces,
- la capacité à pacifier et à rationaliser l'espace urbain par des véhicules plus légers, plus petits et mieux adaptés à une mobilité douce du quotidien.

¹⁷ <http://www.strategie.gouv.fr/content/la-voiture-de-demain-note-de-synthese-227-juin-2011-0>

7. Quel avenir pour les centrales électronucléaires existantes en France ?

Nous pensons, tant pour des questions de coût d'opportunité que pour assurer un avenir serein à la France et à ses voisins, qu'aucune nouvelle centrale nucléaire ne sera pertinente sur le territoire français.

Concernant les centrales actuelles, l'hypothèse d'une durée de vie maximale de 35 ans, avec décommissionnement obligatoire à 35 ans en fonctionnement, est nécessaire. Ceci ne préjuge pas de la nécessité d'un entretien sans faille et d'une nécessité de renouvellement transparent et effectif des pièces détachées, sous le contrôle de l'ASN, des ministères de l'énergie et des finances. Il sera intéressant d'étudier avec cette nouvelle gouvernance la possibilité d'une validation systématique et d'une alerte contraignante pour l'exploitant en cas de respect partiel ou de non-respect des obligations de mise à niveau de l'ASN, ainsi que la notion de rétrofit obligatoire sur le parc lors d'incidents constatés sur une centrale, pour une configuration donnée (à l'image des techniques pratiquées en aéronautique).

Concernant le carburant, nous préconisons une analyse spécifique sur la filière MOX, qui étudierait la possibilité d'y mettre fin en France en moins de 10 ans tout en garantissant la bonne fin de vie des combustibles MOX existants aux frais de leurs propriétaires.

Concernant les réacteurs de 4^{ème} génération, nous considérons que le compromis bénéfice / coût n'est plus ni utile ni acceptable. Par contre la France peut mobiliser son excellence industrielle (AREVA et sous-traitants, CEA) et universitaire pour devenir le champion international du dé-commissionnement et du démantèlement nucléaire civil.

D'une manière plus générale, nous considérons que le scénario « sortir du nucléaire en 20 ans » produit par Global Chance est l'un des plus aboutis actuellement pour la France.

<http://www.global-chance.org/IMG/pdf/SortirDuNucleaireEn20ans.pdf>

8. Au fait, l'énergie nucléaire est-elle une énergie décarbonée ?

Le bilan carbone réel de la filière électronucléaire n'a jamais été encore calculé de manière analytique et transparente. Celui-ci devrait intégrer, sur les périmètres 1 à 3, les empreintes carbone :

- de la conception et de la réalisation de la centrale,
- de l'exploration et de l'exploitation du minerai nécessaire au combustible,
- du transport et de la transformation du minerai en combustible,
- l'opération de la centrale (en incluant les étapes d'arrêt, de mise en service, et de maintenance),
- les opérations de dé-commissionnement et de fin de vie,
- le suivi des matières radioactives durant toute leur phase d'activité, ainsi que la création et le démantèlement des installations nécessaires à leur stockage.

9. A-t-on estimé les coûts suite aux catastrophes nucléaires, ou bien sait-on les calculer ?

Les coûts directement engagés suite à une catastrophe nucléaire sont particulièrement importants, et ce sur une période de plusieurs dizaines d'années. Ces coûts peuvent être scindés en trois temps consécutifs :

1. **urgence post-catastrophe** : l'évacuation des populations et les opérations d'urgence sur les installations,
2. **reconstruction** : création d'une zone d'exclusion et procédures *a minima* de protection contre la radioactivité, permettant de vivre au quotidien hors de la zone d'exclusion,
3. **suivi** : l'accompagnement des populations locales à moyen et long terme suite à la catastrophe.

Par ailleurs, la phase de suivi comporte de nombreuses dimensions, parmi lesquelles :

- la lutte contre les conséquences sanitaires de l'exposition pendant de longues durées à faibles doses de rayonnement,
- la mise en sécurité nécessaire pour l'ensemble de la filière nucléaire,
- l'analyse et la réparation des impacts des catastrophes nucléaires sur les activités humaines (agriculture, industrie, services...).

Green Cross est présent depuis de nombreuses années dans le soutien aux populations suite aux catastrophes nucléaires, notamment à Tchernobyl. Pourtant, nous n'avons encore que des éléments de coût très partiels sur chacun de ces points. Pour la catastrophe de Tchernobyl¹⁸ le 26 avril 1986, les coûts ont été évalués par la Biélorussie à 235 milliards de dollars sur 30 ans, et par l'Ukraine à 175 à 200 milliards de dollars, sachant que tous les coûts en matière de décontamination et santé publique dans certaines zones rurales ne sont pas inclus. Il n'est pas possible d'obtenir des indicateurs de coût pour la Russie.

Aujourd'hui, 5 à 7% des dépenses publiques annuelles en Ukraine et en Biélorussie¹⁹ couvrent les conséquences directes de Tchernobyl, pour une réponse encore partielle.

Le coût de la catastrophe de Fukushima est encore difficile à évaluer mais relèvera lui aussi des centaines de milliards, avec des dégâts irréversibles sur les zones affectées, des externalités négatives difficiles à internaliser dans les estimations de coût global, et des zones d'exclusions affectées pour plus d'un siècle.

Concernant le premier temps (urgence post-catastrophe), nous avons pu échanger avec Ikuko Hebiishi, une élue de la ville de Koriyama (district de Fukushima). Elle tire de son expérience de la catastrophe des recommandations pour les pays possédant des installations nucléaires. Pour elle, il y a trois mesures d'urgence à prendre pour mieux gérer les catastrophes nucléaires :

- Localiser le risque : munir la population de dosimètres et mettre à disposition des outils d'analyse des vents et des modes de transmission des particules,
- Prévenir le risque sanitaire immédiat : par la mise à disposition rapide de pastilles d'iode, un système d'approvisionnement en eau et nourriture et des moyens de se prémunir autant que possible contre les particules,
- Anticiper l'évacuation pour la rendre plus rapide et efficace : en diffusant régulièrement et massivement des consignes claires, répétées et comprises par la population, en anticipant des scénarios d'évacuation précis et fluides, et en prévoyant des lieux d'accueil pour les réfugiés.

¹⁸ <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/dossiers/heritage-sovietique/tchernobyl.shtml>

¹⁹ <http://www.greenfacts.org/en/chernobyl/l-3/5-social-economic-impacts.htm>

Rien de très compliqué ? Pourtant, ces mesures n'ont peu ou pas été mises en œuvre suite à la catastrophe de Fukushima : l'outil de mesure de l'orientation des vents (Speedi) était connu des seuls spécialistes et ne permettait pas aux populations de s'orienter, les dosimètres sont arrivés en nombre insuffisant et trop tard, et la distribution des pastilles était trop tardive et trop partielle. Enfin, l'évacuation individuelle, en voiture, a créé des embouteillages massifs qui ont fait courir un risque d'exposition aux radiations.

Concernant le second temps (reconstruction), Mme Hebiishi observe dans la région de Fukushima des affections focalisées sur des enfants (saignements de nez, diarrhées à répétition...), sans moyens de suivi sanitaire et préventif déployés pour y apporter une réponse appropriée. Toutes les centrales nucléaires du pays sont désormais arrêtées. Une zone d'interdiction totale de 20 km (80 000 personnes auparavant) a été déclarée zone interdite. Les véhicules ou matériels ayant été utilisés pour les secours n'ont pas été tracés de manière systématique, et il n'est pas possible de connaître l'emplacement exact ni l'état des trois cœurs de réacteurs incriminés.

Durant la phase de reconstruction post-Tchernobyl, le Centre International de Recherche sur le Cancer (une entité dépendant de l'OMS) a estimé le nombre de décès par cancers à plus de 16 000. Dans une première estimation, en 2005, l'OMS chiffrait auparavant le nombre de morts par cancer dus à Tchernobyl à 4 000.

Quant à la phase de suivi, sur la base du retour d'expérience de Tchernobyl, elle reste très difficile à évaluer.

Concernant la lutte contre les conséquences sanitaires de l'exposition, les études de terrain montrent que plus les sujets sont exposés jeunes, plus les risques sont grands sur une période de 15 à 20 ans. Le professeur Jonathan M. Samet, de l'University of Southern California, présent lors du voyage, nous dit²⁰ que les impacts à long terme les plus fréquents sont des risques psychologiques et psychiatriques dans les zones contaminées et auprès des gens déplacés.

²⁰ <http://www.greencross.ch/de/news-info/tschernobyl.html>

10. Plus de 25 ans après la catastrophe de Tchernobyl, où en est-on dans l'analyse de ses impacts ?

A Tchernobyl, la mise en sécurité nécessaire pour la seule centrale nécessite la construction d'un nouveau sarcophage pour éviter la dispersion de poussières contaminées. Le sarcophage, construit en Italie, sera transporté par voie fluviale, puis par route, puis assemblé sur un terrain contigu au réacteur, et glissé au-dessus de l'ancienne chape. Il y aura 1200 travailleurs sur place. Même si les manipulations les plus risquées seront assurées par des robots, le gigantisme et la complexité de ce projet soulèvent forcément des questions de sécurité. L'Ukraine devra désormais, outre ses autres dépenses post-catastrophe, assurer en plus l'entretien du sarcophage pendant une période de 100 ans, sa surveillance continue et son alimentation en énergie. Et notamment l'alimentation en électricité en continu, via une ligne à haute tension depuis une autre centrale, du dispositif destiné à maintenir le sarcophage en surpression pour éviter la dispersion de poussières.

Plus de 26 ans après, l'impact sur les activités humaines est encore très important :

- contamination (par le sol, l'eau, l'air) des produits agricoles environnants, entraînant la difficulté pour les paysans de vivre et se nourrir correctement sur l'exploitation, et nécessitant une surveillance constante de l'eau, des sols et de l'alimentation,
- absence totale d'investissement dans la région (qui investirait pour le long terme ou l'innovation dans une zone contaminée ?),
- exode, émigration et sentiment d'abandon.

C'est pourquoi, dans une triple logique d'analyse scientifique, de prévention et de soutien aux victimes, nous travaillons à la création d'un Institut européen d'analyses et de recommandations sur les effets de la radioactivité, pour modéliser les conséquences de la radioactivité sur la santé, les effets sur l'alimentation, dans le but de savoir comment protéger les populations. La mise en place d'un tel institut permettrait d'avoir des éléments de chiffrages des conséquences sanitaires, sociales et économiques, d'une catastrophe en France, et de définir des plans d'actions opérationnels en cas de catastrophe.

Pour l'instant, aucun dispositif n'existe à la hauteur des enjeux. Aujourd'hui, les plans de prévention des risques ne concernent que les zones de 2 et 10 km. Au-delà, le manque d'information des populations riveraines est manifeste.

Il est indispensable de prévoir des plans de prévention et d'évacuation, en particulier dans la région Rhône-Alpes, qui représente 22% de la production nucléaire en France avec 4 centrales situées en zone sismique... La population doit savoir ce qu'elle doit faire en cas d'accident, et ce avant que l'accident ne survienne. La gestion des risques est embryonnaire en France, pourtant il faut savoir anticiper les scénarios, gérer les situations de panique, savoir quelles décisions prendre selon les vents, la pluie, la nécessité ou non de distribuer de l'iode, préconiser le cloisonnement ou au contraire la fuite par voitures, etc... A l'heure actuelle, la population est toujours maintenue dans l'ignorance sur la façon d'agir opérationnellement en cas d'accident nucléaire à proximité.

Le triste double anniversaire, les 26 ans de Tchernobyl, et le premier anniversaire de Fukushima, nous a rappelé que le *statu quo* n'est pas possible en France.

11. Quelles sont nos préconisations pour une meilleure anticipation du risque nucléaire ?

Afin de responsabiliser l'exploitant quant à ce risque de catastrophe et aux postes de coût y afférant, nous suggérons :

1. Une remise à plat complète des Conventions de Paris, de Vienne et de Bruxelles pour toute mise en service de centrale nucléaire (incluant les centrales nucléaires en cours de construction comme les éventuelles centrales nucléaires à venir), avec notamment :
 - l'abandon des montants de limitation de la réparation financière actuelle pour des plafonds significativement en rapport avec une indemnisation décente des victimes comme celles constatées sur Tchernobyl et Fukushima (nous suggérons 10 000 euros par habitant dans une zone de 100 km de rayon autour de la centrale),
 - l'obligation d'assurer *a minima* 60% du risque auprès d'assureurs ou de réassureurs privés, non liés ni aux concepteurs, exploitants ou sous-traitants de la centrale, ni aux Etats,
2. L'obligation pour chaque exploitant de centrale nucléaire en fonctionnement, de libérer, de manière linéaire sur 5 ans, une garantie financière égale à un an de production, destinée (par ordre de priorité décroissant) à financer l'urgence post-catastrophe, la prévention des risques, l'indemnisation des victimes et le démantèlement. Ce fonds devant être géré par un tiers de confiance (par exemple la Caisse des Dépôts), et placé dans des supports libérables sous 2 mois et non liés ni au secteur du nucléaire civil, ni aux secteurs d'activités de l'exploitant,
3. La création d'un fonds 1% nucléaire (1% du chiffre d'affaire de l'exploitant, versé trimestriellement), qui permettra de financer des travaux de prévention des risques, d'assistance aux victimes des catastrophes nucléaires et de réparation des milieux dégradés par l'exploitation de l'énergie nucléaire. Ce fonds sera collecté par chaque région et géré de manière collégiale et transparente par la société civile, les collectivités locales, les consommateurs et producteurs d'énergie.

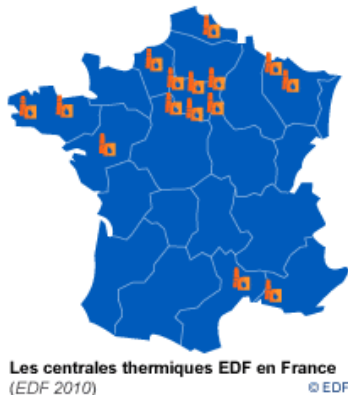
Annexe 1 – contributions de Green Cross sur la stratégie énergétique

- Site internet Green Cross International, activités « Smart Energy », présentation en anglais : <http://www.gcint.org/what-we-do/smart-energy/renewable-energy>
- Site internet Green Cross Suisse : <http://www.greencross.ch/fr/page-daccueil.html>
- Section Green Cross Suisse post-Tchernobyl : <http://www.greencross.ch/fr/news-info-fr/tchernobyl.html> et dossier de présentation des actions post-Tchernobyl : http://www.greencross.ch/uploads/media/tchernobyl_nourriture_saine.pdf
- Pour un débat sur notre stratégie énergétique, tribune de Nicolas Imbert et Emmanuel Delannoy, 12 avril 2011, Terra Eco : <http://www.terraeco.net/Photo-le-parc-eolien-d-Avignonnet,16827.html>
- Nucléaire, halte aux décisions en catimini, point de vue de Nicolas Imbert, La Tribune, 6 octobre 2011: <http://www.latribune.fr/opinions/20111006trib000654586/nucleaire-halte-aux-decisions-en-catimini.html>
- Projet biomasse dans le cadre du programme « Dialogue National russe sur le nucléaire en Russie », présentation en anglais, site Global Green USA : <http://www.globalgreen.org/docs/publication-69-1.pdf>
- Perspectives sur l'énergie nucléaire après Fukushima, Green Cross International, 11 avril 2011, publication en anglais : http://www.gcint.org/sites/default/files/article/files/GCI_Perspective_Nuclear_Power_20110411_1.pdf
- Green Cross Pakistan et les solutions à la crise de l'énergie, 19 octobre 2011, publication en anglais : <http://www.gcint.org/news/green-cross-pakistan-seeks-solutions-country%E2%80%99s-energy-crisis>
- Dialogues de Russie sur l'énergie et la sécurité, 2008 (Green Cross USA, Russie, Suisse), publication en anglais : <http://www.globalgreen.org/docs/publication-93-1.pdf>

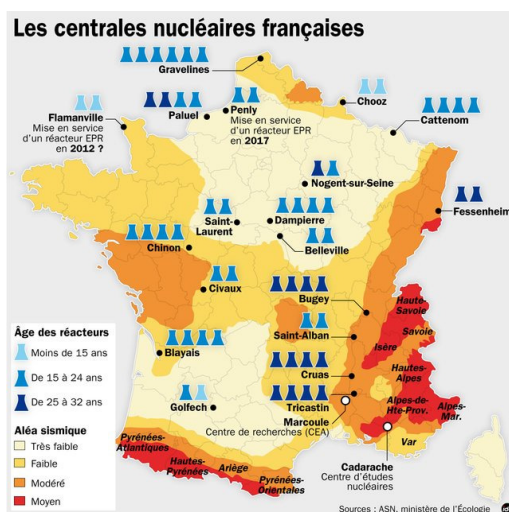
Annexe 2 – définitions et acception des différentes formes d'énergies productives d'électricité en France

Nous avons considéré les formes d'énergies productives d'électricité suivantes, dans le cadre des travaux du présent rapport. Et ce, par rapport à une utilisation en France également.

- **Energie thermique classique²¹**



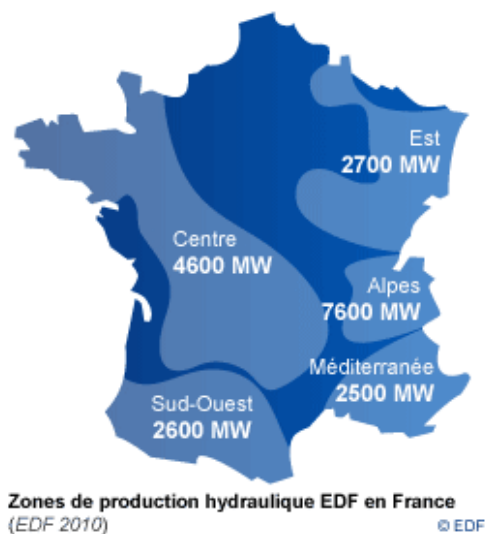
- **Energie nucléaire²²**



²¹ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3395>

²² <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3453>

- **Hydraulique**²³ : « l'énergie hydroélectrique, ou *hydroélectricité*, est une énergie électrique obtenue par conversion de l'énergie hydraulique des différents flux d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins,...) ». On distingue :
 - **Le grand hydraulique** : le grand hydraulique correspond aux barrages. « Un barrage²⁴ est un ouvrage d'art construit en travers d'un cours d'eau et destiné à en retenir l'eau. (...) Un barrage autorise aussi, sous certaines conditions, la production (...) d'électricité (on parle alors de *barrage hydroélectrique*), à un coût économique acceptable, le coût environnemental étant plus discuté ».
 - **Le petit hydraulique** : il s'agit d'ouvrages de petite envergure, comme les micro-turbines, qui sont capables de générer assez de puissance pour répondre aux besoins énergétiques d'un logement individuel, ou bien qui sont utiles pour apporter une alimentation électrique aux villages isolés. Il peut aussi s'agir des STEP²⁵ (Station de Transfert d'Energie par Pompage), des « centrales qui ne produisent pas leur énergie uniquement à partir de l'écoulement naturel, mais qui permettent, en mode pompage, de stocker l'énergie produite par d'autres types de centrales lorsque la consommation est basse par exemple la nuit et de la redistribuer, en mode turbinage, lors des pics de consommation. »



- **Eolien**²⁶ : « L'énergie éolienne est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ad hoc comme une éolienne ou un moulin à vent. » Nous divisons l'éolien en 2 catégories.
 - le grand éolien : puissance > 100 kW, on-shore ou off-shore,
 - le petit éolien : puissance < 100 kW.

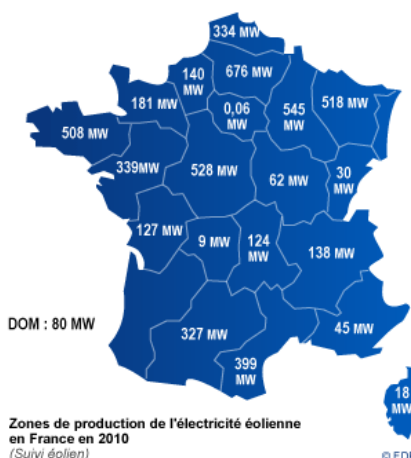
Le petit éolien est focalisé sur l'équipement des particuliers, des exploitants agricoles, des entreprises et des bâtiments publics. Le grand éolien peut être terrestre ou offshore, selon que les champs d'éoliennes sont installés sur terre ou en mer.

²³ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3386>

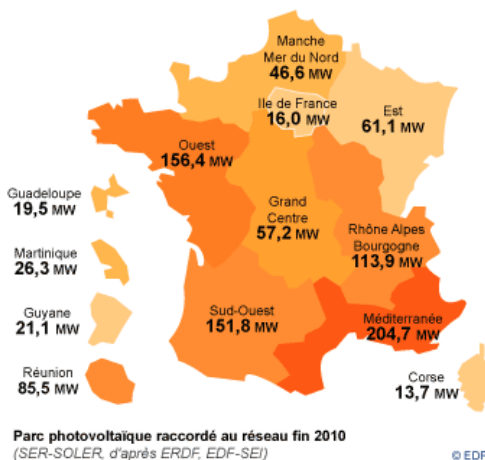
²⁴ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=10469>

²⁵ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3386>

²⁶ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3390>



- **Photovoltaïque**²⁷ : « L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. »



- **Biomasse**²⁸ : « La biomasse est la matière organique (bois, paille...). » Ici considérée par rapport à la production d'électricité. Elle génère aussi de la chaleur, ou peut également être utilisée ou stockée sous forme de biogaz (lui-même brûlé) ou des biocarburants pour les véhicules.

La biomasse peut être diffuse ou concentrée. On parle généralement de biomasse diffuse pour répondre aux besoins d'une habitation ou d'un groupe d'habitations, concentrée dès production à l'échelle d'un quartier ou au-delà).

²⁷ <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=3392>

²⁸ http://www.cite-sciences.fr/lexique/definition1.php?idmot=128&id_expo=11&lang=fr&id_habillage=22&resultat=1&num_page=1



contact@gcft.fr – <http://www.gcft.fr>



<http://facebook.com/GCFetT>

http://twitter.com/_gcft

http://linkd.in/_gcft