



# Annexes

Annexe 1 – Synthèse de certains scénarios

Annexe 2 – Analyse des scénarios

Annexe 3 – Technologies : coûts et diffusion

Annexe 4 – Réseaux et marchés

Annexe 5 – Filières énergétiques et compétitivité

Annexe 6 – Emplois

Annexe 7 – Acceptabilité

Février 2012





## Annexe 1

# Synthèse de certains scénarios

## 1. Introduction

Cette annexe a pour objectif de présenter plus en détail certains scénarios. Huit scénarios traitent uniquement de la situation française, ce sont ceux de l'UFE, de Negatep, de Global Chance, du CEA, de RTE, d'Areva de négaWatt et Enerdata. La feuille de route des EnR aux horizons 2020 et 2030 élaboré par le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) est également présentée.

Au niveau des scénarios internationaux sont présentés le dernier de l'AIE (WEO 2011) et trois scénarios européens, la feuille de route énergie 2050 de la Commission Européenne publié le 15 décembre 2011 ceux de Eurovia et de Eurogas. Certaines analyses se trouvent dans le corps du rapport (chapitre 2) en particulier, la feuille de route énergie 2050, les scénarios allemands (septembre 2010, le Energiekonzept) et anglais (The Carbon Plan: Delivering our low carbon future, DGEC 2011).

## 2. UFE

L'objectif de l'UFE était d'éclairer les décideurs sur les possibles conséquences de trois mix électriques contrastés. Ces derniers sont évalués selon plusieurs critères, que sont les émissions de CO<sub>2</sub>, les investissements annuels, le prix de l'électricité, l'équilibre de la balance des paiements, et l'acceptabilité.

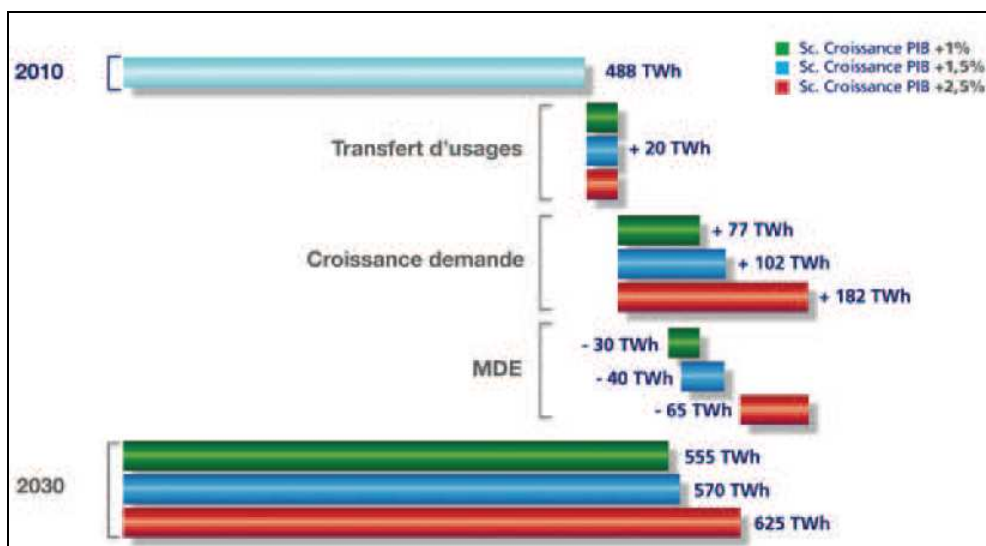
L'étude propose trois scénarios de demande électrique à horizon 2030 basés sur la croissance économique, l'effort mis sur la maîtrise de la demande et les transferts d'usage. L'UFE a construit trois typologies de scénarios pour répondre à la demande issue du scénario de demande médian. Ces scénarios présentent des proportions contrastées de la part du nucléaire dans la production électrique : 70 % (prolongation des durées de vie des centrales à 60 ans), 50 % (1 centrale nucléaire sur 2 fermée) ou 20 %.

Ces scénarios sont bien documentés ; les hypothèses (bien explicitées) sont robustes. De plus, ils offrent une analyse multicritères intéressantes, en prenant notamment en compte les potentiels « atteignables » de MDE (50 % des objectifs de MDE du Grenelle), les potentiels « atteignables » de MDP, la gestion de la pointe, l'intermittence des EnR (et la nécessité de back-up), la nécessité de dimensionner le réseau en fonction de la structure du parc de production etc. Autre intérêt de cette étude, elle offre un chiffrage des différents mix électriques (basé sur les coûts unitaires de l'AIE et de la DGEC) : coût de développement du mix et impact sur le prix au particulier et à l'industriel.

## 2.1. Demande

Trois scénarios de demande annuelle (mais aussi scénario de demande de pointe) :

**Graphique 1 : Scénarios de demande annuelle**



La puissance appelée en pointe devrait augmenter davantage que la demande électrique. Néanmoins, la MDE pourrait devenir de la MDP (maîtrise de la puissance) si un signal prix permet d'inciter le particulier à consommer en dehors des périodes de pointe, ou encore si les systèmes électriques intelligents se développent.

## 2.2. Offre (équilibre offre/demande)

Trois scénarios d'offre, compatibles avec la pointe et les besoins de back-up, sont présentés :

- « 70 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 24 % d'EnR et 7 % de thermique. Il n'existe des exportations d'électricité significatives que dans ce scénario (100 TWh) ;
- « 50 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 34 % d'EnR et 16 % de thermique ;
- « 20 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 40 % d'EnR et 40 % de thermique. Ce dernier scénario, en raison d'une forte part de thermique, présente des émissions de CO2 très élevées (détails dans la suite de la note). De

ce fait, aucun transfert d'usage n'est ici pris en compte, ce qui signifie que la demande électrique est 20 TWh inférieure à la demande des deux précédents scénarios d'offre.

### 2.3. Principales conclusions de l'étude

- La MDE permettrait de réduire la demande de 10 à 15 %, mais la demande électrique continuerait néanmoins de croître. Elle pourrait en revanche avoir un impact sur la pointe. Seules 50 % des objectifs du Grenelle sont atteignables pour un investissement de 70 Mds.
- Une sortie du nucléaire ne peut se faire sans une augmentation de la production thermique, ce qui de fait tend à augmenter les émissions nationales. Les capacités de back-up nécessaires pour pallier l'intermittence des EnR sont très importantes dans cette étude. De plus, le déploiement de ces énergies nécessitera un renforcement des réseaux et des interconnexions.
- La réalisation de la PPI et des objectifs renouvelables du Grenelle de l'environnement nécessiterait un investissement de 322 Mds€ entre 2010 et 2030. Cet investissement serait encore accru si la France envisageait un changement de son mix électrique : + 34 % entre le scénario « 70 % » et « 20 % ». Dans tous les scénarios, le prix de l'électricité augmente (au moins 30 % par rapport à 2010). Le marché de l'électricité devrait être profondément modifié pour permettre aux énergéticiens d'investir.
- La sortie du nucléaire devrait s'accompagner d'une réflexion sur l'implantation des nouvelles unités de production sur le territoire : le nombre de centrales thermiques pourrait être multiplié par 4, sans compter les aérogénérateurs et les nouvelles lignes de transport et de distribution du réseau. Cela pourrait poser d'importants problèmes d'acceptabilité.

**Tableau 1 : Récapitulatif des principaux résultats des trois scénarios d'offre**

	« 70 % »	« 50 % »	« 20 % »
Investissements 2010-2030	322 Md€	382 Md€	434 Md€
- MDE	70 Md€	70 Md€	70 Md€
- Production	117 Md€	165 Md€	209 Md€
- Réseaux Transport et distribution	125 Md€	137 Md€	145 Md€
- Interconnexions	10 Md€	10 Md€	10 Md€
Prix minimal basé sur les coûts de développement 2030			
- Particuliers	160 €/MWh	177 €/MWh	199 €/MWh
- Electro-intensifs	60 €/MWh	68 €/MWh	83 €/MWh
Bilan CO2	20 Mt	44 Mt	101
- pour la France	17 Mt	44 Mt	101
Taux de production CCG	25 %	35 %	50 %
Solde Exports-Imports	101 TWh	5 TWh	1 TWh
Balance commerciale	0 Md€	- 6 Md€	- 10 Md€

### 3. Negatep

Le scénario "Négatep" est proposé par Claude Acket et Pierre Bacher, membres du Conseil scientifique de Sauvons le climat, et endossé par l'association (de type loi 1901).

Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de gaz carbonique, ce qui implique à peu de chose près, de diviser par 4 la consommation de combustibles fossiles. Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4 » serait inaccessible, il faut remplacer le plus possible les combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique

L'objectif de l'étude est de présenter une vision équilibrée offre/demande du mix énergétique à l'horizon 2050. Globalement elle conduit à des économies d'énergie de 35 % par rapport au scénario de référence. La baisse de l'emploi des énergies fossiles passe par :

- un fort développement des renouvelables thermiques qui passent de 12,4 Mtep en 2008 à 47,4 Mtep en 2050, soit une multiplication par pratiquement 4, avec l'accent mis sur la biomasse ;
- un fort accroissement de l'emploi de l'électricité (passage de 430 TWh en 2008 à 830 TWh en 2050). Cet accroissement repose sur le développement des sources d'électricité décarbonée, à savoir les renouvelables et le nucléaire, ce dernier assurant encore 72 % de la production électrique totale, pour 76 % en 2008.

Le scénario fait tout d'abord des projections de l'évolution de la demande d'énergie finale dans différents secteurs : résidentiel-tertiaire ; industrie-agroalimentaire ; transports. Il s'appuie pour cela sur les documents publics de référence : « scénario de référence DGEMP » (2008) et Bilan Prévisionnel (BP) RTE 2009, ainsi que sur l'expertise de ses auteurs et du réseau Sauvons le Climat.

Pour chacun des secteurs, il examine ensuite quelles sources d'énergies peuvent être mobilisées pour répondre à cette demande sectorielle. La compilation de ces analyses sectorielles permet ensuite d'avoir un bilan offre/demande global.

#### 3.1. Résidentiel-tertiaire

Pour le secteur résidentiel/tertiaire (tableau 11), la solution la plus originale préconisée par Negatep est pour le chauffage de l'habitat existant une solution associant de l'isolation diffuse (rénover au fur et à mesure de l'entretien normal) associé à un développement important des pompes à chaleur et l'ajout d'un chauffage électrique direct effaçable aux heures de pointe en complément des chaudières fossiles existantes. Au bilan, le scénario Négatep (colonne C) conduit à une consommation en 2050 égale à celle de 2004, mais s'appuyant beaucoup plus sur l'électricité et les énergies renouvelables, et pratiquement plus sur les énergies fossiles.

**Tableau 2 : Bilan des énergies des secteurs résidentiel et tertiaire (2050)**

Secteur tertiaire et habitat (Mtep)	2004	2050		
		Isolation extrême (A)	Isolation diffuse chauffage hybride (B)	(C) (id. B + ENR)
Electricité	21,3	34,5	42,3	36,5
Energies renouvelables	8,9	16,3	14,7	20,6
Fossiles	35,4		4	
<b>Total</b>	<b>65,6</b>	<b>55,1</b>		<b>61</b>

### 3.2. Industrie et agroalimentaire

Negatep admet après analyse de l'amélioration de l'efficacité énergétique entre 1970 et 2000 et son extension une amélioration d'ici 2050 de l'efficacité énergétique des deux secteurs de 25 %, qui conduit à une consommation de 40Mtep, auquel il faut ajouter 15Mtep pour la production des biocarburants (cf. transports), soit une demande totale de 55 Mtep. Là encore, l'électricité viendrait remplacer une part importante des énergies fossiles.

**Tableau 3 : Consommation d'énergie des secteurs industrie et agroalimentaire (2050)**

Mtep	2006	2050 « référence SR »	2050 « Negatep »
Electricité	12	20	27,5
Energies renouvelables chaleur	1,4	4	11,5
Energies fossiles	26,9	32	16
<b>Total</b>	<b>40,3</b>	<b>56</b>	<b>55</b>

### 3.3. Transports

D'après Négatep, le scénario référence conduit à une consommation d'énergie finale dans les transports de 80 Mtep en 2050. En tablant sur des économies de 40 Mtep (hypothèse forte) et sur le remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité, la consommation d'énergie finale en 2050 pour ce secteur est alors de 30 Mtep :

- 3 Mtep transports en commun électrifiés ;
- 5 Mtep voitures électriques ou hybrides ;
- 15 Mtep biocarburants (produits à partir de 22,5 Mtep biomasse et 7,5 Mtep électricité) ;
- 7 Mtep pétrole.

### 3.4. Bilan global

Le bilan offre/demande global proposé par Négatep à partir de ces analyses sectorielles est résumé dans le tableau X.

Tableau 4 : Consommation finales : de 2006 à 2050

Mtep	Energies fossiles			Electricité			ENR chaleur		
	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep
Résidentiel/ Tertiaire	36	35	4	24	44	36.5	9	11	20.6
Ind/Alim.	27	33	16	12	18	27,5*	1,4	4	11.5
Transports	49	70	7	1	2,3	8	0,7	7	15 (bioc.)
<b>Total Mtep</b>	<b>112</b>	<b>138</b>	<b>27</b>	<b>37</b>	<b>66,3</b>	<b>72</b>	<b>11</b>	<b>22</b>	<b>47.1</b>

\* dont 7,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité utilisée à partir de sources d'énergie pour la synthèse du biocarburant

Il est à noter en particulier l'importance donnée au vecteur électrique dans le scénario Négatep, la consommation d'électricité finale atteignant 72 Mtep (835 TWh). Le mix électrique prévu par Négatep pour répondre à cette demande s'appuie en particulier sur un fort développement absolu du nucléaire (+ 205 TWh), avec une production en 2050 qui atteindrait 645 TWh, correspondant à 60 EPR, mais une petite baisse relative, puisque la part du nucléaire passe de 76 % en 2008, à 72 % en 2050, du fait du fort accroissement des renouvelables. Les renouvelables électriques augmentent relativement plus fortement (de 75 TWh en 2008, à 175 TWh en 2050) mais les aspects coûts et intermittence limitent cette pénétration.

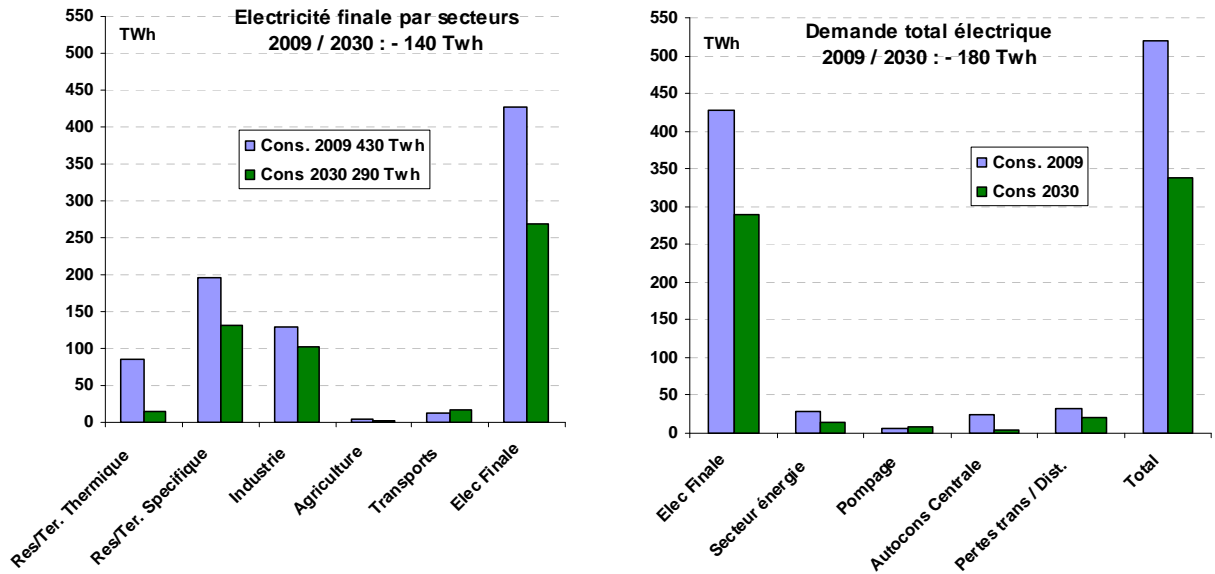
#### 4. Global Chance

Le scénario "sortie du nucléaire" est proposé par Benjamin Dessus, président de l'association Global Chance. Il repose sur un potentiel important d'économies et d'offre de renouvelable. L'objectif de l'étude est de chiffrer le scénario de sortie du nucléaire (facture et investissement) en tenant compte de la production, du transport et des économies d'énergies.

Le scénario examine la possibilité de "sortir du nucléaire en 20 ans" sur la base d'une baisse de la consommation d'électricité très importante à 340 Twh en 2030 contre plus de 500 Twh en 2009 et en 2030, dans le scénario référence "tout EPR". A titre de comparaison le scénario RTE "Nucléaire bas" (40 GW du nucléaire en 2030 contre 65 GW dans le scénario RTE de référence) envisage une consommation nationale de 530 Twh en 2030. Le potentiel d'économies et les délais de réalisation restent deux points à valider.

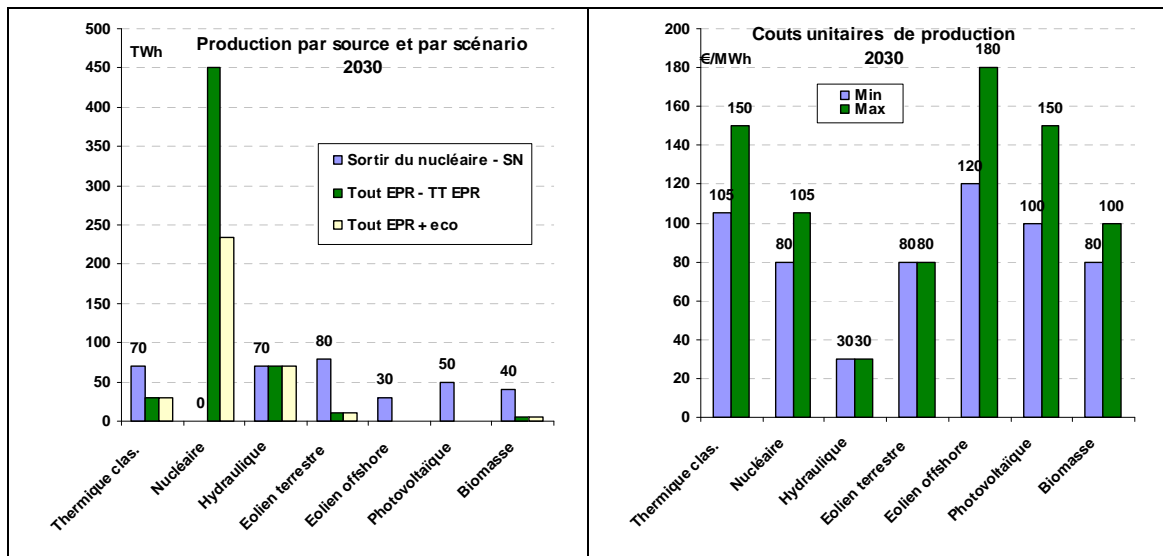


**Graphique 2 : Electricité finale et demande totale électrique**



Le second axe repose sur la montée en puissance des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier à hauteur de plus de 40 GW chacun. A titre de comparaison RTE dans son scénario Nucléaire bas retient 40 GW également pour l'éolien et 25 GW pour le photovoltaïque en 2030. Les chiffres ne sont pas trop éloignés et peuvent donc être considérés comme potentiellement réalisables. A noter une hausse du thermique classique à 30 GW pour en partie faire face aux intermittences de l'offre ENR.

**Graphique 3 : Production et coûts unitaires**



Conclusion de l'étude : "les investissements à consentir (production, transport et économies d'énergie) 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 (30 GW) pour assurer la sécurité de fourniture d'électricité en cas d'aléa climatique majeur".

**Tableau 5 : 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

Le scénario "tout EPR + Eco" est plus favorable par rapport au scénario "sortir du nucléaire", sujet non retenu dans la mesure où cette hypothèse "EPR + Eco" est considéré comme "invraisemblable". Ce point mérite débat.

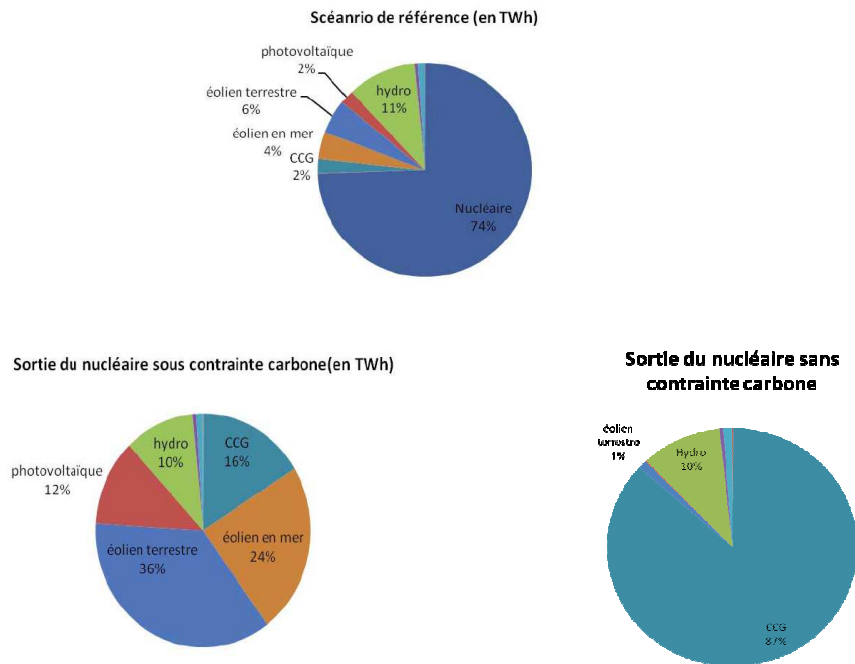
Plusieurs points conduisent par ailleurs à nuancer cette estimation. En effet, le scénario "Tout EPR" tient compte d'une très forte puissance nucléaire en 2030 de 75 GW, et ne prend en compte qu'un développement très limité d'énergies renouvelables. C'est un scénario qui n'est pas réaliste. L'hypothèse est faite par ailleurs d'un renouvellement tout EPR en 2030 de l'ensemble du parc. En retenant une durée de vie de 40 ans, il resterait 15 GW en 2030 de capacités. Ce reliquat n'est pas pris en compte. Enfin, le coût unitaire d'investissement retenu du nucléaire est de 4 à 5 milliards d'Euro par Gw ce qui est très élevé. L'AIE retient 4 G\$ soit 3 G€ environ. Cet ensemble d'hypothèses conduit à une surestimation du scénario "tout nucléaire".

## 5. CEA

Cette étude évalue les investissements supplémentaires qui seraient à réaliser dans un scénario de « sortie » du nucléaire, ainsi que les impacts en termes d'augmentation du coût production de l'électricité, du transport et de la facture énergétique. Cette étude tient également compte des interrogations posées par un recours massifs aux ENR.

Le scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des ENR. Dans l'hypothèse d'une « sortie du nucléaire », les centrales nucléaires sont arrêtées progressivement jusqu'en 2025, les autres centrales sont maintenues ou déclassées selon leur durée de vie. Le parc de production en 2025 est le produit d'une optimisation économique selon deux hypothèses. La première, et principale, contraint le niveau d'émission du parc à un niveau au plus égal à celui de 2010 (scénario « sortie du nucléaire sous contrainte carbone »). Dans la deuxième hypothèse, le scénario « sortie du nucléaire sans contrainte carbone », seul le critère économique compte, aucune contrainte de CO<sub>2</sub> n'est imposée. Les résultats sur les mix de production sont présentés ci-dessous.

### Graphique 4 : Sources de production selon les scénarios



Le coût est donné d'abord en capital, c'est-à-dire par un différentiel d'investissement, par rapport au scénario de référence qui représente la poursuite de la politique actuelle nucléaire et ENR.

Il a été évalué à : 350 à 560 milliards d'euros dans le cas d'une forte contrainte carbone débouchant sur un recours massif aux ENR (...pour un parc qui resterait très difficile à réaliser dans des délais fixés ici à 2025). Un investissement moindre (quelques dizaines de milliards d'euros) dans le cas d'un scénario sans contrainte d'émissions débouchant sur un recours massif au gaz ; dans ce cas, les conséquences en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> sont de grande ampleur (cf. infra).

Ce coût comprend les investissements en production permettant de répondre à la demande, ainsi que les investissements en réseau. Les écarts sont expliqués par les fortes incertitudes sur les coûts de construction du kWe installé des centrales futures, en particuliers ENR (éolien et photovoltaïque). Les données utilisées proviennent de l'OCDE et de l'IEA. De plus, afin de mieux identifier l'impact de la fermeture de centrales nucléaires et pour ne pas démultiplier les hypothèses, la demande est identique dans les trois scénarios et est fixée au niveau de 2010.

Les mix de production vont fixer le coût moyen de production du MWh et les évaluations montrent que l'impact est important. Dans le premier cas, le coût à la production d'électricité double (de 62 à 124 €/MWh avec un taux d'actualisation de 10 %). Dans le second cas, selon des hypothèses plutôt basses du prix du gaz, ce coût monterait de 20 % environ. Un doublement du coût de production entraîne une hausse de plus de 70 % du prix aux industriels et de la moitié pour les ménages (prix HT).

L'étude évalue aussi les émissions de CO2 qui, si elles ne sont pas contraintes, pourraient augmenter de l'ordre de 130 millions de tonnes, rendant totalement impossible l'atteinte des objectifs gouvernementaux en la matière et obérant gravement la possibilité d'atteindre le facteur 4 en 2050. Avec des émissions en valeur absolue de 160 Mt/an, la facture énergétique augmenterait très significativement pour atteindre plus de 23 milliard d'euros.

Les principaux résultats figurent dans le tableau ci-après :

**Tableau 6 : Principaux résultats**

Scénario	Investissements	Coût prod élec	Import gaz		Emission CO2
	Mds d'€	€/MWh	Mds m3	Mds €	Mt
Référence	178-212	56-62	1.95	0.55	9.5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	530-772	90-124	14.17	4.3	31
Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	173-181	69-74	84.76	23.25	166

Ces études semblent donner un résultat suffisamment robuste, compte tenu des hypothèses à considérer sur un horizon de temps important. Elles devront toutefois être confortées par des approfondissements dans plusieurs directions : révision des hypothèses sur la demande électrique, modélisation plus fine des hypothèses économiques d'optimisation de parc de production et notamment les coûts de transports, encore peu connus en cas de forte pénétration des renouvelables, dynamisation des scénarios.

Enfin, il faut noter que le caractère réaliste du scénario de très fort développement des ENR (éolien notamment) que le CEA a considéré n'est actuellement, tant au plan de la gestion de l'intermittence que des facteurs physiques limitant (implantation des éoliennes et acceptabilité), pas totalement avéré.

## 6. RTE

### 6.1. Origine du scénario

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE publie régulièrement un bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande, avec pour objectif l'analyse de la sécurité d'approvisionnement et de la sûreté du système électrique à court et moyen terme. L'étude s'appuie sur des simulations probabilistes des flux physiques à la maille européenne. Les hypothèses sont issues d'une veille économique, industrielle et énergétique, et discutées dans le cadre du comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE). A partir de ces hypothèses générales (PIB ; intensité de la maîtrise de la demande d'électricité -MDE- ; démographie ; compétitivité de l'électricité) et de sa connaissance du parc de production, RTE établit quatre scénarios différenciés d'évolution du mix électrique.

---

## 6.2. Principaux résultats

Les enseignements principaux de ces scénarios sont les suivants :

- une croissance de la consommation électrique globale (d'environ 3,2 TWh/an jusqu'en 2030, soit +0.6 %/an, dans le scénario référence) malgré un déclin de la consommation industrielle (dont la consommation reste inférieure en 2030 à celle de 2005 dans le scénario de référence) ;
- une croissance de la pointe avec une dynamique soutenue (pointe « à une chance sur dix » 113.2 GW en 2030 contre 101,3 GW en 2013), qui nécessitera des actions de maîtrise ;
- un fort essor des énergies renouvelables et au contraire une décroissance du parc thermique en raison des exigences environnementales.

## 6.3. Risques

A partir des scénarios, RTE évalue le risque de défaillance du système de production électrique à horizon de 5 ans, et montre que le risque devient significatif dans le scénario référence à l'horizon 2016 (en raison notamment de l'arrêt, demandé par la réglementation européenne, des centrales thermiques les plus polluantes d'ici fin 2015) : il souligne notamment le besoin d'une puissance supplémentaire d'environ 2,7 GW à cette date pour passer la pointe.

L'évolution du parc nucléaire allemand modifie les flux d'électricité et a donc un impact sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement : afin de pallier l'arrêt de 8 groupes nucléaires en Allemagne, les gestionnaires de réseaux de transport voisins ont d'ores et déjà renforcé leur coordination, d'autant plus nécessaire pour prendre les dispositions opérationnelles communes et appropriées à cette situation nouvelle du système électrique européen en hiver. Ces arrêts nécessitent de solliciter d'autres moyens de production. Ils font aussi apparaître des saturations sur le réseau allemand, particulièrement sur l'axe de transport Nord-Sud, qui pourront limiter la capacité d'importation de la France depuis l'Allemagne. Ces limitations pourraient conduire à une situation plus tendue de l'équilibre entre l'offre et la demande en France, en particulier en cas de froid durable et intense.

## 6.4. Visions 2030

A horizon 2030, RTE présente plusieurs visions contrastées de l'évolution du mix électrique. Outre la vision référence, une vision « nucléaire bas » a été étudiée, à la demande du Ministre et dans la continuité du bilan prévisionnel réalisé en 2009, par RTE, dans le cadre de l'exercice 2011. Cette vision considère un parc de production nucléaire de 40 GWe en 2030 ; un effort de MDE supplémentaire (-5 % par rapport au scénario référence) ; un développement accru des EnR (40 GW d'éolien et 25 GW de photovoltaïque en 2030) et des capacités d'interconnexion portées à 27GW. Pour chacune des visions, RTE évalue la puissance complémentaire à développer pour assurer l'équilibre offre demande, ainsi que les émissions du secteur électrique. En 2030, la puissance complémentaire est ainsi de 4.3 GW dans le scénario référence (10 GW dans le scénario nucléaire bas) et les émissions sont de 15.7 MtCO<sub>2</sub> dans le scénario référence (23.1 pour nucléaire bas).

## 6.5. Contraintes réseau

RTE signale que les évolutions du réseau de transport rendues nécessaires par les mutations énergétiques posent trois types de défis : géographique (localisation différente des moyens de production et de consommation) ; opérationnel (gestion de la sûreté du système) et temporels (délais de création de lignes).

## 7. AREVA

Cette étude a été réalisée par AREVA fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique, afin notamment de quantifier en termes de coût et d'émissions de CO2 les impacts d'un choix de sortie du nucléaire pour la France. Cinq scénarios de type « back-casting » de mix électriques pour la France, « reflétant les grandes options discutées dans le débat public », sont ainsi comparés aux horizons de temps 2030 et 2050 (avec les parts d'énergies produites) :

- **Prolongement du parc nucléaire (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles)**

Dans ce cas, on considère que la durée de vie des centrales nucléaires existantes est de 58 ans, alors que dans tous les autres scénarios elle est de 40 ans. Les nouvelles centrales nucléaires installées sont ensuite des EPR dont la durée de vie est de 60 ans.

- **Programme EPR accéléré (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles)**

Les EPR sont introduits plus rapidement que dans le scénario précédent, du fait que l'on n'étend pas la durée de vie des centrales existantes.

- nucléaire 50 % (50 % Nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles) ;
- sortie du nucléaire et forts fossiles (0 % Nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles) ;
- sortie du nucléaire et forts renouvelables (0 % Nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).

Pour modéliser la demande, l'étude se base sur les projections réalisées par RTE dans son dernier Bilan Prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Ces prévisions ayant été établies jusqu'en 2030, la demande jusqu'en 2050 est prolongée linéairement. Ainsi, ce scénario intègre certains transferts d'usages comme le véhicule électrique, les pompes à chaleur ou encore la progression de l'eau chaude sanitaire solaire en substitution aux ballons électriques traditionnels ainsi qu'une amélioration de la maîtrise de la demande en énergie (lampes basses consommation par exemple).

Les scénarios d'offre sont construits de facto pour répondre à la demande annuelle en énergie électrique (intégration des pertes réseaux et hypothèse sur la balance des imports/exports). L'offre de production électrique à l'horizon 2050 doit satisfaire la répartition entre le nucléaire, les renouvelables et les fossiles tels qu'ils ont été décrits ex ante dans les 5 scénarios. Pour y parvenir, on réalise les nouveaux investissements en conséquence dès que des moyens de production existants sont arrivés en fin de vie, tout en assurant systématiquement l'offre de pointe, en y intégrant un calcul

visant à prendre en compte l'intermittence, en ordre de grandeur (en appliquant un coefficient de contribution à la pointe à chacune des technologies).

Au niveau de l'offre de fourniture d'électricité, le scénario apparaît assez « conservatif », puisqu'il ne prend pas en compte explicitement de nouvelles technologies telles que les smart-grids ou le stockage d'électricité. Ainsi, du fait de leur intermittence, toute augmentation des énergies renouvelables est corrélée à une augmentation des fossiles pour assurer la stabilité du réseau.

Par ailleurs, les besoins supplémentaires en réseau n'ont pas été évalués (réseau électrique et réseau gazier) que ce soit en quantité à développer ou en coût d'investissement. L'étude ne présente pas non plus les impacts sur les consommations en uranium et en matériaux rares et sur la production de déchets nucléaires.

Il s'agit donc d'une approche sectorielle, sans bouclages macroéconomiques (prix sur la demande par exemple), mais qui est par contre assez précise et comporte un sens technique direct.

Au total, l'étude évalue qu'une sortie – partielle ou totale – du nucléaire en France aurait pour conséquence :

- un besoin d'investissement de 130 à 350 milliards d'€ d'ici 2030 pour les moyens de productions (il faudrait également évaluer les besoins en réseaux électrique et gazier) ; Jusqu'à 31 000 éoliennes on-shore (16 000 km<sup>2</sup>) ;
- une augmentation du coût de production du MWh électrique de 80 % en cas de sortie totale du nucléaire et de 30 % en cas de sortie partielle;
- des émissions de CO<sub>2</sub> 4 à 8 fois plus importantes que dans le cas d'un maintien du nucléaire à 70 % ;
- un poids de la facture énergétique (incluant le coût du CO<sub>2</sub>) 3 à 12 fois supérieur en 2030.
- par ailleurs, l'étude indique que de tels scénarios menaceraient les 125 000 emplois directs qualifiés dans le nucléaire, et au-delà les 410 000 emplois directs et indirects.

Pour chacun des 5 cas, une dynamique des besoins en nouvelles capacités a été évaluée. C'est un point fort de cette étude car cela permet de mettre en lumière les nouvelles puissances à raccorder au réseau chaque année (les constructions devant être anticipées), avec de grandes variations selon les scénarios, du fait des grandes différences des durées de vie entre EPR et EnR par exemple.

## 8. Negawatt

Le scénario négaWatt 2011 est le produit du travail collectif d'une association, forte de 400 membres à la fin 2010, tous impliqués à titre professionnel dans la maîtrise de la demande d'énergie ou le développement des énergies renouvelables. La démarche négaWatt est ainsi d'abord une vision du monde, la promesse d'un avenir durable où l'on pourrait vivre mieux en s'affranchissant des ressources fossiles, sans pour autant avoir recours au nucléaire, considéré a priori comme devant disparaître.

Le scénario négaWatt se projette jusqu'à l'horizon 2050. Le modèle repose sur une analyse remontante en cinq étapes, à partir des services énergétiques, répartis en trois grandes catégories : chaleur, mobilité, et électricité spécifique. Ces services sont analysés par secteurs d'activité (habitat, tertiaire, transport, industrie et agriculture). Une particularité du scénario négaWatt, par rapport à beaucoup d'autres, est de considérer que l'utilisation de l'électricité, vecteur noble qui coûte cher à fabriquer (d'un point de vue énergétique ou environnemental), est à limiter strictement aux usages incontournables ("électricité spécifique"), d'où une tendance générale à diminuer le poids de l'électricité dans le mix national.

S'opposant à l'idée que la technologie va résoudre demain tous les problèmes (la « fuite en avant technologique »), le scénario négaWatt indique qu'il ne recourt qu'aux technologies existantes ou proches de déboucher. C'est sans doute assez vrai pour ce qui concerne l'habitat et les transports, cela l'est sans doute moins pour ce qui concerne le système électrique : les questions de stockage de l'électricité et de dynamique des réseaux ("smart grids") sont aujourd'hui loin d'être résolues, et les perspectives de progrès actuelles ne permettant pas d'affirmer que l'on saura adapter l'offre à la demande dans le temps et dans l'espace, avec la proportion très importante de sources renouvelables intermittentes ou aléatoires envisagée dans le mix électrique négaWatt.

Dans le bâtiment, on retient l'hypothèse d'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer à 2,2 (fin de la tendance à la décohabitation), d'une stabilisation de la surface des logements, d'un développement de l'habitat en petit collectif, d'un ralentissement sensible de la croissance des surfaces dans le tertiaire (1,1 Md de m<sup>2</sup> en 2050). Le rythme de rénovation énergétique des bâtiments retenu est de 750 000 logements et 3,5 % des surfaces du tertiaire par an, après une période de montée en puissance.

Pour les transports, les hypothèses sont de trois natures différentes : urbanisme : vers un modèle plus dense ; comportements : vers des comportements plus économes ; technologies : promotion de deux filières complémentaires: électrique en zone urbaine, et surtout gaz (GNV) pour 60 des déplacements automobiles et 87 du fret camion en 2050.

Pour l'industrie, l'accent est mis sur les économies de matières (de 10 à 70 selon les secteurs en 2050), les procédés plus sobres (35 % de gain en moyenne sur les moteurs électriques, 32 % dans la sidérurgie, 50 dans les cimenteries...), le recyclage des matériaux (30 % des plastiques, 90 des aciers), la récupération d'énergie (chaleur, gaz...) et le recours au gaz, au bois et au solaire thermique.

Pour l'agriculture, le scénario repose sur une démarche de sobriété et d'efficacité similaire, à toutes les étapes de la chaîne agricole. L'évolution des habitudes alimentaires conduit à diviser par deux les cheptels et par cinq l'élevage intensif. L'agriculture biologique d'une part et la production intégrée d'autre part se partagent à moitié les surfaces cultivables en divisant par quatre ou cinq les entrants chimiques.

Volontairement, négaWatt laisse à d'autres le soin de chiffrer le coût du scénario, en faisant remarquer que cette transition énergétique doit être considérée comme un investissement qui rapportera à l'avenir, et qui dès aujourd'hui peut relancer l'activité économique et créer de nombreux emplois. NégaWatt réfute l'idée qu'une approche macro-économique permet de construire une trajectoire de transition énergétique



optimale pour la société. Il y a donc une déconnexion a priori entre le modèle négaWatt et les données de croissance (PIB).

Le scénario négaWatt fonde sa réponse à la question de sécurité énergétique essentiellement sur un concept d'autosuffisance de la communauté nationale. Cette autosuffisance repose sur quatre piliers : les économies, les gains en efficacité, la non-dépendance aux ressources fossiles, le développement massif des renouvelables.

La question des risques endogènes aux solutions déployées n'est pas abordée. Au-delà des risques politiques, financiers et sociaux liés à la trajectoire de transition, un certain nombre de risques endogènes apparaissent, liés aux options dimensionnantes du système énergétique visé. Ces risques sont de deux natures principales : d'une part les risques liés à l'absence de marges de manœuvre parce qu'on a traqué tous les gaspillages, toutes les sources d'économie, toutes les améliorations techniques possibles, et fait des choix restrictifs de filières énergétiques irréversibles à cet égard (abandon rapide du nucléaire notamment) ; d'autre part les risques liés aux besoins en ressources nécessaires aux équipements renouvelables, qui ne sont pas disponibles sur notre territoire et connaîtront de toute évidence des tensions au moins égales à celles que l'on observe actuellement sur les ressources fossiles (matériaux stratégiques, terres rares en particulier). Sur notre territoire, la question de la disponibilité à très long terme du vent n'est que peu documentée. On pourrait y ajouter celle de la biomasse, en fonction des conditions climatiques et hydrologiques futures.

L'impact en termes d'emplois créés est très positif, à la fois en termes quantitatifs et qualitatifs. En termes quantitatifs, il repose à ce stade sur des estimations qu'il faudrait consolider. En termes qualitatifs, ces emplois sont pour une large part distribués sur tout le territoire national, du fait du développement massif des énergies renouvelables –vent et soleil sont par nature distribués– et des nombreuses activités nouvelles liées aux cycles courts de l'économie frugale. Les perspectives d'emplois de moyenne ou faible qualification semblent également positives. Bien sûr, la question de la formation massive à ces nouveaux métiers reste posée.

Un point qui apparaît très peu développé est celui du besoin de R&D. Le scénario ne souhaite pas renvoyer les solutions des questions énergétiques vers d'hypothétiques avancées futures des technologies est une chose. Ce faisant, il tient peu compte du fait que l'avenir de la France dans la compétition mondiale dépend de sa capacité à rester dans la course dans un certain nombre de domaines stratégiques.

Enfin, le scénario négaWatt répond à l'ensemble des engagements européens en termes de baisse de la dépendance aux énergies fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre.

## 9. Enerdata

### 9.1. Origine des scénarios

Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. La DGEC a demandé à Enerdata de réaliser des

variantes de ces scénarios sur l'offre électrique, notamment le nucléaire. Les scénarios s'appuient sur deux modèles, MedPro, modèle « bottom-up » de simulation de la demande d'énergie, et Poles, modèle économique endogène de prévision à long terme, utilisé sur le périmètre de la France. Les variantes ont été réalisées à partir du seul modèle Poles. Les scénarios avaient été modélisés dans le cadre de l'étude « scénarios prospectifs énergie-climat-air à horizon 2030 », sont un scénario pré-Grenelle avec des hypothèses tendanciennes préalables au Grenelle, un Grenelle prenant en compte les mesures réellement décidées et financées à ce jour, un scénario AMS O prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle, un scénario Grenelle facteur 4 permettant d'atteindre le facteur 4 en 2050 (ajoutant notamment une taxe carbone au scénario AMS O).

## 9.2. Hypothèses des scénarios

La modélisation retient des hypothèses économiques issues de la DGT pour la croissance du PIB, de l'INSEE pour la croissance de la population, et de l'AIE pour les prix des énergies. Les coûts d'investissement issus de la base TECHPOL sont à la maille monde et non France. Dans les scénarios de sortie du nucléaire, les capacités ENR peuvent atteindre au mieux 40 GW pour l'éolien et 25 GW pour le PV en accord avec le scénario ENR haut de RTE.

## 9.3. Résultats

Les résultats de la modélisation montrent, en termes de consommation d'énergie finale, une faible augmentation pour le scénario pré-Grenelle à horizon 2030, et une diminution de l'ordre de 15 % et 20 % pour les scénarios Grenelle et Grenelle facteur 4. La consommation d'électricité est en revanche croissante quel que soit le scénario.

A partir du scénario Grenelle, Enerdata a élaboré 3 variantes retenant les hypothèses suivantes en 2030 :

- 60 GW de nucléaire soit un peu moins de 70 % dans la production électrique ;
- 50 % de nucléaire dans la production électrique soit 40 GW à l'horizon 2030 (1 centrale nucléaire sur 2 fermée) ;
- 20 % de nucléaire dans la production électrique soit 15 GW à l'horizon 2030 (fermeture systématique des centrales lorsque la durée de vie atteint 40 ans).

Les résultats des variantes montrent une augmentation de la part du gaz et une légère baisse de la consommation par effet prix quand on passe du scénario 60 GW au scénario 40 GW, une très forte augmentation du gaz et dans une moindre mesure des ENR ainsi qu'une baisse de la consommation par effet prix quand on passe du scénario 40 GW au scénario 15GW, le gaz représentant alors 25 % de la production dans ce dernier scénario en 2030.

Dans le scénario à 15 GW, l'éolien et le PV atteignent les limites de capacités fixées dans le modèle.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique, qui étaient divisées par 2 en 2030 par rapport à 2010 dans le scénario AMS O, diminuent de seulement 10 % dans le scénario à 40 GW et sont multipliées par plus de 2 dans le scénario 15 GW.

Si l'on relâche la contrainte sur la capacité maximale d'éolien pour obtenir des émissions de CO2 cohérentes avec le scénario AMS O facteur 4 dans le cas où le nucléaire est maintenu à 40 GW en 2030, le modèle prévoit 51 GW d'éolien et 25 GW de PV en 2030. Par ailleurs, la capacité thermique augmente bien que la production diminue, traduisant les nécessités de back-up.

Les échanges électriques européens ne sont pas modélisés (interconnexions et consommations des pays non prises en compte) ni les besoins de réseaux. Le volume d'exportations est pris égal à 100 TWh pour le scénario à 60 GW et égal à 1 TWh pour les scénarios à 40 GW et 15 GW en accord avec les scénarios de sortie du nucléaire modélisés par RTE et UFE.

## 10. Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER)

Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) n'a pas présenté de scénarios énergétiques 2050 mais a néanmoins élaboré une feuille de route des EnR aux horizons 2020 et 2030 :

**Tableau 7 : Production en Mtep en 2020 et 2030**

Secteur renouvelables	Situation fin 2010 en Mtep	Production 2020 en Mtep	Production 2030 en Mtep
<b>Chaleur</b>	<b>13,3</b>	<b>19,6</b>	<b>24,7</b>
Bois (chauffage domestique)	7,4 (6 millions d'appareils)	7,4 (9 millions d'appareils)	7,4 (11 millions d'appareils)
Bois et déchets (collectif/tertiaire/Industrie)	4,1	9	12
Solaire thermique, PAC et géothermie	1,8	3,2	5,3
<b>Electricité</b>	<b>7,1</b>	<b>13,7</b>	<b>24,3</b>
Hydroélectricité	5,4 (25 000 MW)	5,8 (27 500 MW)	6,1 (28 500 MW)
Biomasse et biogaz	0,8 (1500 MW)	1,4 (2700 MW)	1,8 (3500 MW)
Eolien	0,85 (5600 MW)	5 (25 000 MW)	11,8 (55 000 MW)
Solaire photovoltaïque	0,05 (1 000 MW)	2 (20 000 MW)	4 (40 000 MW)
Autres filières (solaire thermodynamique, énergies marines etc.) <sup>2</sup>	0	0,1	1
<b>Biocarburants</b>	<b>2,5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>TOTAL</b>	<b>22,74</b>	<b>37,8</b>	<b>52,6</b>

(2) La contribution de ces filières interviendra à partir de 2020. Il est difficile d'établir une prévision de production à l'horizon 2020 et 2030.

La feuille de route 2020 reprend les objectifs du Grenelle de l'Environnement que le SER avait fait adopter en 2007, repris dans la loi Grenelle I, à l'exception de l'objectif pour le solaire Photovoltaïque qui est porté à 20 000 MW, pour dimensionner une filière industrielle digne de ce nom en France au lieu de 5 400 : en effet, la forte décroissance des coûts ces dernières années offrent à cette forme d'énergie une pertinence économique indéniable.

La feuille de route 2030 prolonge les progressions attendues entre 2012 et 2020, qui doivent permettre d'atteindre une part d'énergies renouvelables d'au moins 34 % dans la consommation finale d'énergie contre 13 % fin 2010, dans l'hypothèse d'une consommation qui resterait stable jusqu'en 2030. Cette part relative augmenterait, bien entendu, si les politiques de maîtrise de l'énergie devenaient plus efficaces que celles que nous connaissons aujourd'hui. Ce taux monterait à 50 % pour le mix électrique si l'on retient l'hypothèse médiane de RTE pour la consommation à cette échéance, soit 550 TWh/an. Cela se traduit par des puissances installées de 55 000 MW éoliens (terrestres et maritimes), 40 000 MW photovoltaïques et 3 500 MW de biomasse électrique (y compris le biogaz). Ces chiffres sont à considérer comme des cibles qui pourront être dépassées d'autant plus que certaines filières pourraient, bien avant 2030, ne plus dépendre des tarifs d'achat et, donc, de la régulation des volumes par l'Etat. Parmi, les défis à relever pour atteindre ces objectifs, il en est un qui est essentiel : apprendre à gérer, au-delà de 2020, les effets de la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, des énergies marines. Cela implique d'intensifier les efforts de R&D et d'innovation sur les thématiques du stockage de l'énergie et des réseaux intelligents, et d'analyser les expériences étrangères, en particulier celle de l'Allemagne qui sera confrontée aux conséquences de la variabilité bien avant la France. L'apport de l'hydraulique à cette importante thématique sera essentiel.

## 11. AIE WEO 2011

L'AIE a présenté les principales conclusions du dernier rapport World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) dont les projections vont jusque 2035. Ce rapport prend en compte les événements majeurs de 2011 : l'accident de Fukushima qui pose la question de l'avenir du nucléaire et le printemps arabe susceptible d'avoir des implications sur les investissements de la région. Le contexte nouveau lié à la crise économique n'est en revanche pas pris en compte (impact potentiel sur l'allocation des ressources financières).

Pour l'année 2010, marquée par la reprise économique, il convient de souligner que quelques indicateurs vont dans le mauvais sens : les émissions de CO<sub>2</sub> se situent à des niveaux record, l'efficacité énergétique se détériore pour la deuxième année de suite, et les dépenses liées aux importations pétrolières atteignent des sommets. L'AIE en conclut que peu de signes laissent à penser que le changement d'orientation nécessaire des tendances énergétiques mondiales est amorcé.

De façon générale, les tendances énergétiques seront portées par la croissance économique et démographique. Le WEO 2011 analyse trois scénarios, le scénario de référence, dit de "nouvelles politiques", qui tient compte des mesures annoncées aux conférences sur le climat de Copenhague et Cancun, un scénario tendanciel BAU "Business as Usual" et enfin un scénario objectif dit "450 ppm", visant à limiter la hausse des températures à 2°C. Les différences importantes entre les résultats de ces

trois scénarios mettent en relief le rôle décisif des gouvernements dans la définition des objectifs et de la mise en œuvre des politiques énergétiques nécessaires pour déterminer notre avenir énergétique.

### 11.1. Tendances énergétiques mondiales

La demande énergétique mondiale devrait progresser d'un tiers d'ici 2035, croissance due à 90 % aux pays non OCDE. La Chine et l'Inde représentent 50 % de la hausse. La consommation par habitant de la Chine atteindra la moitié de celle des États-Unis en 2035, même si, au total, la Chine devrait consommer à cette date 70 % d'énergie en plus que les États-Unis.

Le gaz naturel et les énergies nouvelles (EnR) assureront les 2/3 de la croissance de la demande mondiale en énergie primaire entre 2010 et 2035. Les énergies fossiles seront en recul en pourcentage passant de 81 % à 75 % du total. Les EnR, éolien et hydraulique en particulier, progressent de 85 %, pour une large part dans le secteur électrique. Le gaz progresse de 45 % tandis que le pétrole demeure la principale énergie primaire. Le nucléaire est également en progression, évolution sans changement majeur par rapport aux hypothèses 2010.

### 11.2. Contexte pétrolier

La demande de pétrole devrait passer de 87 Mb/j en 2010 à 99 Mb/j en 2035. L'hypothèse retenue pour le prix est de 120 \$/b en \$ constant (soit 210 \$/b en \$ courant) en 2035 contre 80 \$/b en 2010. L'évolution de la demande du secteur des transports, en particulier dans les pays émergents, sera déterminante pour le pétrole. Le parc automobile mondial sera multiplié par deux d'ici 2035 (1,7 milliard de véhicules) mais la demande énergétique associée sera limitée grâce à l'efficacité renforcée des véhicules. Les politiques adoptées dans les pays émergents seront décisives, avec des interrogations par exemple sur la montée en puissance des véhicules électriques en Chine.

Globalement, ces évolutions vont poser avec acuité le problème de la sécurité des approvisionnements en Asie, en particulier compte tenu des importations croissantes pour la Chine (plus de 12 Mb/j importés en 2035) et l'Inde (plus de 6 Mb/j). La Chine deviendra le 1er pays importateur en 2020 dépassant les États-Unis. Ce dernier pays devrait voir ses achats externes diminués (de 10 à 6 Mb/j) en raison de la hausse de la production ("révolution" des pétroles non conventionnels) et de l'amélioration de la consommation unitaire des véhicules. L'Europe, avec un peu plus de 8 Mb/j importés, devancera ainsi les États-Unis.

En termes d'offre, les pétroles non conventionnels (10 Mb/j en 2035) et les LGN (liquides de gaz naturel, plus de 18 Mb/j) vont représenter une part croissante d'ici 2035 (1/4 environ). Plusieurs pays vont contribuer à la hausse de la production, dont l'Irak dans des proportions toutefois plus faibles que celles annoncées officiellement, l'Arabie Saoudite et le Brésil. Des hausses significatives sont attendues sur le continent américain (Canada, US, Colombie)... (L'AIE estime possible une sous-estimation du potentiel de production de pétrole de schiste aux États-Unis : une progression de 2 à 3 Mb/j d'ici 2016 est envisagée par certains experts contre 1 Mb/j pour l'AIE).

Pour compenser le déclin de la production de pétrole brute des gisements existants, la mise en œuvre de 47 Mb/j de nouvelles capacités de production sera nécessaire, soit le double de la production totale actuelle de pétrole de l'ensemble des pays de l'OPEP du Moyen-Orient. Au niveau mondial, la dépendance s'accroît vis-à-vis d'un nombre relativement restreint de producteurs, principalement au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

Compte tenu du rôle majeur des pays d'Afrique du nord et du Moyen Orient (MENA) dans l'approvisionnement futur mondial, un scénario de baisse des investissements d'un tiers par rapport aux 100 milliards nécessaires a été testé. Il pourrait également résulter de politiques délibérées des gouvernements de la région visant à développer plus lentement la capacité de production ou encore de contraintes budgétaires d'Etats privilégiant les dépenses dans d'autres programmes publics. Dans cette hypothèse, la production baisserait de 3,4 Mb/j d'ici 2015 et de 6,2 Mb/j en 2020, ce qui pourrait entraîner une hausse des prix jusque 150 \$/b en 2016 - 2017.

### **11.3. Marché gazier**

Le scénario "nouvelles politiques" verrait une progression de 54 % de la consommation de gaz, ce qui représente un taux moyen annuel de + 1,7 %.

L'AIE a étudié, dans le cadre d'une édition spéciale distincte du WEO 2011, un scénario "âge d'or" (golden age) du gaz fondé sur une forte valorisation des ressources de gaz non conventionnels qui représenteraient 40 % de la hausse de la production d'ici 2035. De fortes progressions sont envisageables en particulier aux États-Unis, au Canada ou en Chine. Par rapport au scénario "nouvelles politiques", la consommation de gaz serait supérieure de 13 % contre un recul pour le charbon (-7 %). L'impact sur les EnR, qui dépendent des politiques de soutien, serait limité. Aux États-Unis en revanche, la faiblesse des prix a pour effet de réduire le développement des EnR et du nucléaire et d'augmenter la demande. Ce scénario prend en compte une hausse significative de l'option gaz naturel dans le secteur des transports.

En termes d'impact sur les émissions de CO<sub>2</sub>, les effets sont faibles au niveau mondial (- 160 Mt entre le scénario "âge d'or" et "nouvelles politiques") la substitution du charbon et du pétrole par du gaz étant compensée par une demande de gaz plus élevée, et par un léger recul du nucléaire et des EnR.

### **11.4. Marché du charbon**

Entre 2000 et 2010, la progression de la consommation de charbon a été équivalente à la progression de l'ensemble des autres énergies. La consommation de la Chine représente désormais la moitié de la demande mondiale de charbon : un changement majeur est intervenu en 2009 quand la Chine est devenue importateur net.

Le marché international et les prix sont et seront de plus en plus sensibles aux évolutions en Asie (50 % des échanges en 2035 contre 40 % en 2009). L'Inde va surpasser la Chine en 2020 en termes d'importations. Les tendances en Chine, qui

pourrait redevenir auto-suffisant, restent incertaines, liées à la progression plus ou moins forte du gaz naturel.

### **11.5. Nucléaire**

Le scénario central, qui se place dans l'hypothèse d'un impact faible de Fukushima, table sur une progression de 70 % des capacités nucléaires mondiales. L'AIE a néanmoins voulu tester les conséquences d'un développement plus lent du nucléaire fondé sur trois hypothèses :

- aucun nouveau réacteur n'est construit dans la zone OCDE ;
- les pays hors OCDE ne procèdent qu'à la moitié des accroissements de puissance installée prévus dans le scénario de nouvelles politiques ;
- la durée de vie des centrales nucléaires existantes est raccourcie.

Ces perspectives d'un moindre recours au nucléaire créent certes des opportunités pour les énergies renouvelables, mais stimulent aussi la demande de combustibles fossiles : l'accroissement de la demande mondiale de charbon est égal au double des exportations actuelles de charbon vapeur de l'Australie, et celui de la demande de gaz équivaut aux deux tiers des exportations actuelles de gaz naturel de la Russie. Cela résulterait en une nouvelle pression haussière sur les prix de l'énergie, des craintes accrues pour la sécurité énergétique, et une lutte contre le changement climatique plus difficile et plus coûteuse. Les conséquences en seraient particulièrement sévères pour les pays ayant des ressources énergétiques limitées et qui prévoyaient de faire une place relativement importante à l'énergie nucléaire. De même, les économies émergentes auraient considérablement plus de mal à satisfaire leur demande d'électricité en expansion rapide.

Après le ralentissement des années 1980 (effet Three Miles Island, Tchernobyl, concurrence gaz), le nucléaire connaissait un nouvel essor au cours des cinq dernières années. Ainsi, en 2010, 67 centrales étaient en construction dont 55 en dehors des pays OCDE (28 en Chine). La question reste ouverte pour savoir si cette tendance sera inversée en raison de Fukushima.

L'hypothèse de l'AIE aboutirait à une capacité à moins de 400 GWe en 2035 contre 600 GWe estimé dans le scénario central. La part du nucléaire tomberait à 7 % du bilan énergétique primaire contre 13 % dans le scénario central (stable par rapport à 2010).

### **11.6. Investissements secteur électrique / Subventions EnR**

La demande en électricité va connaître une très forte progression de l'ordre de 70 % d'ici 2035, tirée par les pays émergents. Les investissements nécessaires dans ce secteur sont estimés à 17 000 milliards de dollars (G\$), dont 10 000 G\$ pour la production et 7 000 G\$ pour le réseau de transport.

Le marché sera caractérisé par un basculement des investissements vers les EnR, qui pourraient représenter 60 % (Hydro inclus à hauteur de 15 %) du total des investissements mais seulement 30 % des capacités additionnelles.

Le montant des aides publiques aux EnR (biocarburants et électricité), supporté en général par le consommateur, va passer de 66 G\$ en 2010 à 250 G\$ en 2035. Ce montant, en forte progression, reste inférieur aux 400 G\$ de subventions dépensées en 2010 pour les énergies fossiles (pour une large part dans les pays exportateurs; une réduction est envisagée pour les pays importateurs; une suppression serait nécessaire dans le cadre du scénario "450 ppm").

### **11.7. Énergie et défi climatique**

Les émissions de CO<sub>2</sub> cumulées entre 2010 et 2035 vont représenter les ¼ de ce qui a été émis entre 1900 et 2009 principalement par les pays développés. Les émissions futures de la Chine seront supérieures au total émis par les États-Unis et l'Europe. Le niveau moyen d'émissions par habitant de la Chine rejoindra celui des pays occidentaux en 2035. L'Inde va dépasser les émissions cumulées du Japon en 2035.

Le scénario BAU conduirait à une progression des températures de 6°C contre seulement 2°C dans le scénario objectif "450 ppm". Il y a désormais urgence pour espérer suivre cette trajectoire de plus en plus difficile à atteindre dans la mesure où 80 % des émissions maximum autorisées dans ce scénario proviennent déjà des émissions actuelles, valeur qui passera à 90 % en 2015 et à 100 % en 2017. Sans action urgente, cette trajectoire ne sera donc pas atteignable. Le coût de l'adaptation sera de plus en plus élevé si les mesures sont retardées. Un facteur 4 de progression du coût est évoqué pour une action retardée en 2020 dans le secteur électrique. Dans le scénario « nouvelles politiques », le niveau des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> entraîne à long terme une hausse de la température moyenne de plus de 3,5°C.

Les solutions passent par l'efficacité énergétique (50 % de la baisse des émissions), le développement des EnR et du nucléaire (sans nucléaire l'objectif 450 ppm n'est pas accessible) et le CSC. Des progrès rapides dans les dix ans seraient nécessaires en ce qui concerne le CSC pour que cette technologie joue un rôle, ce qui est loin d'être acquis. Le message de l'AIE est moins optimiste cette année pour cette technologie.

### **11.8. Accès universel à l'énergie**

Aujourd'hui, environ 20 % de la population mondiale (1,3 milliard d'habitants) n'a pas accès à l'électricité et plus de 40 % utilise toujours la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments. L'AIE estime qu'environ 9 milliards de dollars ont été investis dans le monde en 2009 afin de donner accès aux services énergétiques modernes à des populations qui en étaient privées : il faudrait investir chaque année 48 milliards de dollars pour réussir à donner à tous l'accès à l'énergie d'ici 2030.

### **11.9. Principaux messages**

- il y a urgence pour un changement de trajectoire pour espérer limiter la hausse des températures à 2 ° C. La porte vers les 2 ° C se referme... Le scénario « nouvelles politiques » entraîne à long terme une hausse de la température moyenne de plus de 3,5°C ;
- une certitude : la hausse des revenus et de la population mondiale va peser sur la demande énergétique ;



- la production de pétrole sera moins diversifiée, alors que de nouvelles opportunités s'ouvrent pour le gaz naturel qui jouera un rôle important dans le mix énergétique ;
- l'avenir du charbon, en forte progression ces dernières années, dépendra de l'efficacité des centrales et du développement du CSC ;
- rôle croissant des EnR, énergies intensives en capital, dans le secteur électrique ;
- le monde a besoin de la Russie, 1er producteur de gaz et 2ème de pétrole, pays qui doit renforcer son efficacité énergétique. Son potentiel d'économies de gaz naturel est de 180 Gm<sup>3</sup>, soit l'équivalent de ses exportations nettes.

## 12. Roadmap « énergie 2050 » de la Commission européenne

### 12.1. Hypothèses

La communication de la Commission étudie plusieurs scénarios :

- un scénario de référence qui prolonge les politiques actuelles (adoptées au niveau national et européen jusqu'en mars 2010) ;
- un scénario « current policy initiatives » qui intègre les initiatives en cours de la Commission, notamment sur l'efficacité énergétique, qui ne sont pas encore adoptées ;
- 5 scénarios « décarbonés » visant à atteindre l'objectif de 85 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2050.

Le scénario de référence conduit à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie de 40 % entre 1990 et 2050 ; les émissions de gaz à effet de serre dans leur ensemble baissent de 39 %, loin des 85 % attendus pour limiter à 2°C la hausse de la température terrestre.

Les scénarios « décarbonés » font appel à différents leviers :

- l'efficacité énergétique : ainsi, la demande d'énergie primaire par unité de PIB serait réduite de 67 à 71 % par rapport à 2005 dans le scénario « efficacité énergétique », contre 53 % dans le scénario de référence ;
- et, dans des proportions variables selon les scénarios: le nucléaire, les renouvelables et le CSC.

En 2050, le niveau de « décarbonation » obtenu est variable selon les secteurs :

- la production d'électricité est presque totalement décarbonée (-96 à -99 % par rapport à 1990) ;
- la décarbonation est de l'ordre de 85 à 88 % dans le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture ;
- elle est de 77 à 79 % dans l'industrie, et de 60 à 62 % dans les transports.

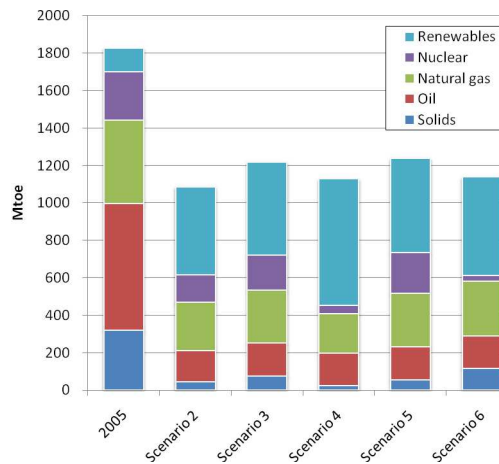
Tableau 8 : Principales hypothèses

	Scénario de référence	Scénarios décarbonés
Croissance éco (UE)	1,7 %/an en moyenne sur la période 2010-50	
Prix des énergies importées (en \$2008/bep)	Pétrole : 127\$/bep Gaz : 98\$/bep Charbon : 34\$/bep	Pétrole : 70\$/bep Gaz : 49\$/bep Charbon : 21\$/bep
Emissions de CO2	- Atteinte des objectifs 2020 de réduction des émissions de gaz à effet de serre	- réduction de 85 % des émissions de CO2 liées à l'énergie (cohérent avec réduction de 80 % des GES) - actions concertées de lutte contre le changement climatique dans le monde entier, conduisant à une baisse de la demande d'énergies fossiles, et une baisse des prix unitaires.
Transports	- réglementation en vigueur (directive qualité des carburants, renouvelables)	- effort accru d'efficacité énergétique; - changements de modes
Autres hypothèses	- atteinte des objectifs 2020 de part des renouvelables - politiques nationales et européennes mises en oeuvre jusqu'à mars 2010	- soutien renforcé aux technologies bas-carbone (démonstrateurs, première unité à l'échelle industrielle) - stockage de l'électricité accru : pompage, mais aussi stockage sous forme d'hydrogène.

L'hypothèse d'une action menée à l'échelle mondiale conduit à retenir des prix relativement bas pour les énergies fossiles. L'incertitude reste néanmoins très grande sur l'évolution des prix, ce qui pourrait conduire à réévaluer à la hausse le coût des scénarios.

## 12.2. Demande d'énergie

Demande d'énergie primaire : dans le scénario de référence, elle diminue de 4 % d'ici 2050, malgré un doublement du PIB (hypothèse de croissance annuelle de 1,7 %). Les scénarios décarbonés, eux, conduisent à une réduction de 32 à 41 % de la consommation énergétique primaire par rapport à 2005. Pour mémoire, l'AIE est moins optimiste (-16 % dans son scénario Blue Map sur le périmètre OCDE Europe, par rapport à 2007). En revanche, l'écart est moins important avec la Roadmap Eurogas (-29 % par rapport à 2010).

**Graphique 5 : Consommation d'énergie primaire en 2050, dans les différents scénarios (Mtep)****Tableau 9 : Consommation d'énergie primaire, par scénario<sup>1</sup>, en 2050 (Mtep)**

Scénario:	2005	Référence	CPI Current policy initiatives	2 High energy efficiency	3 Diversified supply techs	4 High renewable s	5 Delayed CCS	6 Low nuclear
Conso énergie primaire	1836	1763	1615	1084	1217	1134	1238	1137

Demande d'énergie finale : dans le scénario de référence, elle continue de progresser très légèrement jusqu'en 2050, pour atteindre 1220 Mtep. Dans les scénarios décarbonés, la demande d'énergie finale est inférieure de 40 % dans le scénario « efficacité énergétique », et de 35 % dans les autres scénarios. La décarbonation passe aussi pas une forte progression de la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale.

La baisse de la demande d'énergie finale est particulièrement marquée dans les secteurs tertiaire (-45 %), résidentiel (-38 %) et dans celui des transports (-37 %). Elle est de -25 % dans l'industrie.

(1) Une partie des écarts entre les scénarios 3, 4, 5, 6 s'agissant de la demande d'énergie primaire provient de conventions sur le rendement de conversion des différentes énergies en énergie électrique.

**Tableau 10 : Consommation d'énergie finale, par secteur, en 2050 (Mtep)**

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Conso énergie finale	1160	1221	1159	738	804	804	797	793
Dont électricité	234	355	340	275	311	290	308	303
Par secteur								
industrie	326	349	350	259	275	276	273	271
résidentiel	308	288	277	165	188	190	187	185
tertiaire	176	181	168	84	106	101	104	103
transports	362	383	360	219	235	238	233	233

### 12.3. Evolution du mix énergétique

Dans le scénario de référence, les énergies fossiles représentent encore 64 % du mix d'énergie primaire européen en 2050, contre un peu moins de 80 % en 2005. Dans les scénarios décarbonés, la part des énergies fossiles est sensiblement réduite, avec néanmoins de fortes variations selon les scénarios :

**Tableau 11 : Part des combustibles fossiles dans le mix énergétique primaire en 2050**

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Charbon	17,5 %	11,4 %	9,4 %	4,1 %	6,3 %	2,1 %	4,6 %	10,2 %
Pétrole	37,1 %	31,8 %	32 %	15,4 %	14,4 %	15,5 %	14,1 %	15,3 %
Gaz	24,4 %	20,4 %	21,9 %	23,7 %	23,2 %	18,6 %	23,2 %	25,9 %
<b>Total</b>	<b>79 %</b>	<b>63,6 %</b>	<b>63,3 %</b>	<b>43,2 %</b>	<b>43,9 %</b>	<b>36,2 %</b>	<b>41,9 %</b>	<b>51,4 %</b>

La place du nucléaire varie très fortement selon les scénarios décarbonés, allant de 3 % (scénario 6, où aucun nouveau réacteur n'est construit, sauf ceux actuellement en cours de construction) à 18 % (scénario « delayed CCS ») de la demande d'énergie primaire (contre 13,5 % aujourd'hui).

Dans le scénario de référence, la part des renouvelables est de 19,9 % de la demande d'énergie primaire, contre 8,9 % aujourd'hui. Dans les scénarios décarbonés, elle est comprise entre 41 et 46 %, sauf dans le scénario 4, où elle atteint 60 %.

## 12.4. Demande de combustibles fossiles

La réduction de la part des combustibles fossiles dans le mix énergétique se traduit par une baisse encore plus forte de la demande en valeur absolue, compte tenu des gains d'efficacité énergétique.

La demande de charbon connaîtrait une baisse particulièrement forte dans les scénarios décarbonés (-64 à -93 %), de même que la demande de pétrole (-75 %), tandis que la demande de gaz baisserait de 35 à 52 % selon les scénarios.

S'agissant du pétrole, on peut noter que la baisse de la demande s'accélère fortement après 2030 (véhicule électrique, biocarburants de deuxième génération). Le gaz joue le rôle de combustible de transition, mais sa consommation connaît une baisse relativement régulière tout au long de la période (sauf dans le scénario « high renewables », où elle s'accélère fortement après 2030). Le biogaz n'est pas identifié spécifiquement.

**Tableau 12 : Demande primaire de combustibles fossiles en 2030 (Mtep)**

Scénario:	2005	Référence	CPI Current policy initiatives	2 High energy efficiency	3 Diversified supply techs	4 High renewables	5 Delayed CCS	6 Low nuclear
2030								
Charbon	320	215	195	132	119	108	114	128
Pétrole	677	568	555	496	513	514	511	511
Gaz	446	383	369	348	366	353	364	374
2050								
Charbon	320	200	152	44	77	23	57	116
Pétrole	677	560	517	168	175	176	174	173
Gaz	446	359	354	257	282	210	285	294

## 12.5. Analyse sectorielle de l'évolution de la demande de combustibles fossiles

- **Production d'électricité**

Tous les scénarios prévoient une forte augmentation de la part des renouvelables dans le mix électrique. En revanche, la part du nucléaire et des combustibles fossiles est très variable en fonction des scénarios.

**Tableau 13 : Part des énergies fossiles, renouvelables, et du nucléaire dans la production d'électricité en 2050**

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Nucléaire	25,7 %	26,4 %	20,6 %	14,2 %	16,1 %	3,6 %	19,2 %	2,5 %
Ren.	24,2 %	40,3 %	48,8 %	64,2 %	59,1 %	86,4 %	60,7 %	64,8 %
Fossiles	50,1 %	33,3 %	30,6 %	21,6 %	24,8 %	10 %	20,1 %	32,7 %

**Tableau 14 : Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité en 2050 (en Mtep)**

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Charbon	229	144	100	38	70	17	51	110
Pétrole	30	23	21	0	0	0	0	0
Gaz	135	121	124	106	120	56	120	138

On peut noter que les besoins de gaz pour la production d'électricité représentent plus de 40 % de la demande de gaz en 2050, sauf dans le scénario « high renewables ». La production d'électricité thermique à partir de biomasse se développe très fortement et rattrape la production d'électricité à partir de gaz naturel dans presque tous les scénarios décarbonés.

### • Transports

Dans le scénario de référence, la consommation augmenterait de 5 % d'ici 2050, principalement sous l'effet de l'augmentation de la demande de transport aérien et de marchandises, la consommation des voitures particulières étant – elle – orientée à la baisse. La dépendance au pétrole du secteur des transports resterait très forte en 2050, à 89 %.

Dans les scénarios décarbonés, la demande d'énergie dans les transports est réduite de 40 % en 2050 par rapport au scénario de référence, ce qui correspond à une réduction de l'intensité énergétique de 60 % pour le transport de passagers et de 40 % pour le transport de marchandises.

La consommation finale de pétrole dans le secteur des transports serait en baisse de 70 % par rapport au scénario de référence. Il ne représenterait plus que 45 % de la demande d'énergie finale dans le secteur des transports, ce qui serait compensé par :

- l'électrification des transports (65 % de la demande énergétique pour les voitures particulières et les utilitaires légers) ;
- les biocarburants (40 % de la demande d'énergie dans l'aviation, la navigation fluviale, et le transport routier sur longue distance -où l'électrification n'est pas possible- et 13 à 15 % pour les véhicules particuliers). Globalement, la demande

de biocarburants est multipliée par plus de 10 dans le scénario de référence (de 3 à 37 Mtep en 2050) et par plus de 20 dans les scénarios décarbonés (69 à 72 Mtep selon les scénarios, à comparer à la demande finale de pétrole : 120 Mtep).

La part des renouvelables dans le secteur des transports atteindrait donc de 62 à 73 % (contre 13 % dans le scénario de référence). Le développement de la part du gaz dans le secteur des transports, sans doute secondaire, est peu analysé.

- **Autres secteurs**

Ils ne sont pas décrits en détail dans le document de la Commission, qui souligne cependant deux tendances principales :

- des gains d'efficacité importants dans le secteur résidentiel-tertiaire. Il en résulte une baisse de 25 % de la demande de gaz dans le secteur résidentiel avant 2030 ;
- une augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique final, à la fois dans le secteur résidentiel tertiaire (électrification du chauffage notamment - pompes à chaleur), et dans le secteur industriel, qui conduit à une réduction de la part du gaz.

- **Part du CSC**

Dans le scénario de référence, seuls 34 % de l'électricité serait produite à partir de combustibles fossiles, dont un peu plus de la moitié (18 %<sup>1</sup>) par des centrales avec CSC. Dans les scénarios décarbonés, la quasi-totalité de la production d'électricité d'origine fossile est associée à la technologie CSC. Cela correspond, selon les scénarios, à une puissance installée de 150 à 250GW équipée de CSC.

**Tableau 15 : Part des énergies fossiles et du CSC dans la production d'électricité en 2050**

Scénario:	2005	Référence	CPI Current policy initiatives	2 High energy efficiency	3 Diversified supply techs	4 High renewables	5 Delayed CCS	6 Low nuclear
% d'électricité origine fossile	50,1 %	33,3 %	30,6 %	21,6 %	24,8 %	10 %	20,1 %	32,7 %
% d'électricité avec CSC	0 %	17,8 %	7,6 %	20,5 %	24,2 %	6,9 %	19 %	31,9 %

Le CSC est également appliqué à l'industrie dans tous les scénarios décarbonés. Les besoins de stockage s'échelonnent de 3 à 13 milliards de tonnes d'ici 2050 (dont 0 à 2,5 pour l'industrie, le reste pour la production d'électricité).

---

(1) Contre 2 % seulement en 2030.

**Tableau 16 : Besoins de stockage de CO<sub>2</sub> à 2050 selon les scénarios**

	power generation	process related CO2	total CO2
Reference	7,95	0,00	7,95
CPI	3,00	0,00	3,00
Energy Efficiency	4,08	1,52	5,59
Div. Supply Techn.	6,80	2,18	8,98
RES	1,77	1,72	3,50
delayed CCS	4,06	0,62	4,68
low nuclear	10,45	2,35	12,80

Dans tous les scénarios de la Commission, le CSC apporte donc une contribution essentielle à la décarbonation de l'économie. Compte tenu de ce constat, la Commission indique qu'elle va examiner les initiatives nécessaires pour stimuler le développement du CSC (financement, développement des infrastructures, aspects juridiques lié au transport transfrontalier).

## 13. Europaia

### 13.1. Origine du scénario

Dans le cadre des travaux de la commission Européenne (EU Energy Pathways to 2050), Europaia, association européenne du secteur pétrolier aval (raffinage, distribution), a proposé sa contribution. Europaia n'a pas développé un scénario mais a repris deux scénarii de l'AIE au niveau européen : un scénario objectif, le "Blue map" de 2050 et le scénario central de l'aie WEO 2010, "nouvelles politiques", extrapolé jusqu'en 2050.

### 13.2. Recommandations générales

Europaia considère qu'une approche par projections (forecast) est plus valide qu'une approche partant d'un objectif lointain (backcast). Par ailleurs Europaia évoque la nécessité de suivre une voie optimum en termes de coût, tenant compte du contexte mondial (ne pas défavoriser l'industrie par exemple). Parmi les autres recommandations figurent les points suivants : analyse réaliste en terme d'impact, de baisse des émissions de CO<sub>2</sub>, le problème des infrastructures ne doit pas être négligé.

### 13.3. Hypothèses

Europaia reprend celles de l'AIE : croissance mondiale : 3,2 % de 2008 à 2035; 2,6 % au-delà; Population : 8,1 Ghabt en 2035, 9,1 en 2050. Prix du pétrole : 110 \$ en 2030, 70 \$ en 2050 (Blue map). CO<sub>2</sub> en Europe : 46 \$ en 2030, 50 \$ en 2035. Concernant le pétrole, Europaia considère que les réserves prouvées sont suffisantes pour faire face à la demande sur 50 ans



### 13.4. Principaux résultats

La demande européenne de produits pétroliers pourrait baisser de 11 % d'ici 2030, passant de 681 Mtep en 2009 à 605 Mtep en 2030. La consommation du secteur des transports, en recul de 20 Mtep environ à 380 Mtep, représenterait une part croissante de la consommation totale de pétrole : 67 % contre 62 % en 2009. Dans le secteur des transports, il convient de noter une progression modeste des autres énergies de 20 Mtep à 47 Mtep dont 32 Mtep pour les biofuels et 10 Mtep pour l'électricité. Les produits pétroliers représenteraient ainsi 84 % du total de la demande de ce secteur contre 93 % en 2009.

Au-delà de 2030, et sur la base des modélisations AIE, Eurovia envisage une baisse comprise entre 20 et 50 % de 2030 à 2050, la consommation se situant entre 470 et 300 Mtep. La demande du secteur des transports continueraient à décroître pour se situer entre 294 et 160 Mtep. Le pétrole continuerait à représenter une part significative de 81 à 55 % dans ce secteur. Le solde serait dû pour une large part au développement des biocarburants (50 à 75 Mtep). Des baisses sont prévues dans tous les autres secteurs à l'exception de la pétrochimie faute de substituts.

### 13.5. Impacts et conséquences

Le secteur du raffinage est de moins en moins bien adapté à la structure de la demande avec la montée en puissance de la demande de gazole, phénomène structurel (Ratio essence gazole de 1/3 en 2030 contre 3/1 en 1970). Par ailleurs la capacité reste excédentaire, avec un taux d'utilisation plutôt en recul depuis 10 ans. L'excédent pourrait se situer entre 25 % en 2030 et 40 %, voire 70 % en 2050.

Une rationalisation d'ampleur exceptionnelle pourrait en résulter avec entre 25 (2030) et 40 à 70 fermetures (2050) sur les 100 unités existantes. Les conséquences sont multiples : effet sur la sécurité d'approvisionnement compte tenu des effets sur la logistique, transfert d'émissions de CO<sub>2</sub> mais pas de baisse, effet sur les compétences technologiques, perte économique (30 G\$ de VA du secteur en 2006) et de taxes (240 G\$), pertes d'emplois pour un secteur qui en compte 600 000 en Europe plus 750 000 dans la pétrochimie; impact sur la chaîne de valeur raffinage/pétrochimie et sur d'autres secteurs (ports...).

Une option consistant à intégrer le secteur du raffinage dans la transition doit être examinée.

### 13.6. Recommandations finales

- l'UE doit se focaliser sur les objectifs 2020 et ne pas créer de contraintes au-delà compte tenu des incertitudes ;
- tenir compte des impacts sur la compétitivité dans toutes décisions européennes ;
- les limites d'une action UE unilatérale dans un monde interdépendant doivent être reconnues ;
- laisser le marché opter pour les options CO<sub>2</sub> les plus efficaces ;
- les impacts nationaux et régionaux doivent être étudiés ;
- éviter les distorsions au sein de l'UE (subventions biomasses différentes, ...).

## 14. Eurogas

### 14.1. Origine du scénario

Le scénario proposé par Eurogas, association européenne du secteur de l'industrie du gaz naturel, décrit ce que pourrait être le mix énergétique européen à l'horizon 2050, respectant la contrainte de réduction de 80 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, comme la Commission Européenne l'envisage dans sa « feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité carbone à l'horizon 2050 ».

Le scénario Eurogas examine à l'échelle de l'UE27 dans son ensemble, tous les secteurs énergétiques. Il s'appuie sur l'outil ProspEner développé par le consultant ICE et reposant sur une approche « bottom-up » complétée d'analyses de sensibilités. Compte tenu des incertitudes sur les coûts des différentes technologies à l'horizon 2050, le mix énergétique de chaque secteur a été élaboré à partir des visions des experts d'Eurogas.

L'objectif du scénario est de montrer que le gaz peut jouer un rôle central pour atteindre les objectifs environnementaux européens.

### 14.2. Hypothèses du scénario tendanciel et du scénario Eurogas

Le scénario Eurogas est comparé à un scénario tendanciel dont Eurogas estime que les hypothèses sont cohérentes avec l'étude de la DG ENER. Le scénario tendanciel est construit dans le prolongement des tendances historiques observées ces 20 dernières années. Il retient une croissance économique continue une fois la crise passée, un taux de croissance moyen de la population de 0,3 % par an atteignant un pic en 2040 suivi d'une légère baisse jusqu'en 2050, la prise en considération des questions environnementales par les politiciens et consommateurs, une tendance croissante aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique et la pénétration de nouvelles technologies.

Le scénario Eurogas suppose au-delà un engagement fort de l'UE pour atteindre ses objectifs environnementaux, des changements technologiques et comportementaux vers davantage d'efficacité énergétique, et davantage d'énergies renouvelables en association avec du gaz.

Deux périodes se distinguent dans le scénario Eurogas : une période s'inscrivant dans la continuité, d'aujourd'hui à 2030, et une période laissant ouverte de possibles ruptures technologiques, de 2030 à 2050, avec notamment l'introduction des CSC.

### 14.3. Principaux résultats

Le scénario Eurogas repose sur la première période par la substitution des énergies fossiles par le gaz et les énergies renouvelables, puis par l'introduction des CCS à partir de 2030 permettant au gaz de continuer à jouer un rôle prépondérant.

Dans les transports, la consommation d'énergie est réduite de 53 % en 2050 en comparaison avec 1990 grâce à l'amélioration de l'efficacité des véhicules, la pénétration de nouvelles technologies et la mitigation des besoins de mobilité. Les

émissions de GES sont réduites de 69 % grâce aux changements du mix énergétique, l'amélioration des technologies, les modifications comportementales et intermodales. Dans le secteur de l'industrie, la consommation serait réduite de 7 % en 2050 par rapport au tendanciel égal au niveau de consommation de 1990, grâce à la réduction de l'intensité énergétique. Les émissions de GES seraient réduites de 83 % par rapport à 1990 par l'introduction des CSC et la modification du mix.

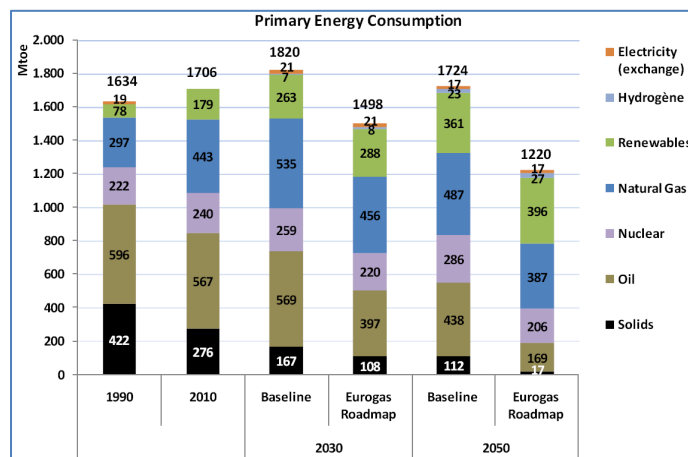
Dans le secteur de l'électricité, la production serait en faible hausse, passant à 3765 TWh, contre un tendanciel à 4660 TWh en 2050 et un niveau de 3325 TWh en 2010. La consommation d'énergie primaire du secteur serait stable, ce qui suppose une amélioration de l'efficacité énergétique des centrales. Les émissions de GES seraient réduites de 93 % par rapport à 1990, grâce au CSC principalement, et à la modification du mix favorable au gaz et aux ENR.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, le scénario prévoit une baisse de la consommation d'énergie finale de près de 25 % en 2050 par rapport à 1990, contre un tendanciel en croissance de près de 25 %, et une baisse de émissions de GES de 71 % grâce à l'évolution du mix, contre un tendanciel en baisse de 50 %.

Au total, dans le scénario Eurogas, les émissions de GES sont réduites de 46 % en 2030 et de 82 % en 2050, contre un tendanciel en baisse de près de 30 % à l'horizon 2050.

La consommation d'énergie primaire qu'Eurogas envisage stable dans son scénario tendanciel est en baisse de 28 % en 2050 par rapport à 2010 dans sa feuille de route 2050, grâce notamment aux efforts d'efficacité énergétique et à la part croissante des énergies renouvelables.

**Graphique 6 : Consommation d'énergie primaire**



#### 14.4. Commentaires

Le scénario Eurogas repose sur une hypothèse majeure, le développement du stockage du carbone à partir de 2030, dont la réalisation conditionne totalement l'atteinte des objectifs européens d'émission de gaz à effet de serre auxquels le scénario se propose de répondre. Le scénario Eurogas ne donne pas d'analyse économique des choix qu'il présente.





## Annexe 2

# Analyse des scénarios

Cette annexe a pour but de présenter les aspects demande et offre des scénarios étudiés par la Commission. Elle présente également une méthodologie commune permettant de comparer le coût résultant de ces mix énergétiques.

Les deux tableaux ci-dessous, l'un pour les scénarios toutes énergies l'autre pour ceux centrés sur le secteur électrique, présentent de façon synthétique l'ensemble des scénarios retenus.

**Tableau 1 : Scénarios toutes énergies**

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Sauvons le Climat association loi de 1901.	1 (plus un tendanciel)	Negatep (2010) Horizon 2050; Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO <sub>2</sub> , grâce à la réduction dans les mêmes proportions de la consommation de combustibles fossiles. Maintien du Nucléaire.
Institut négaWatt, organisme de formation, d'études et de recherches	1 (plus un tendanciel)	Scénario négaWatt 2011. Horizons 2050. Le scénario négaWatt repose sur 3 piliers principaux : la sobriété et l'efficacité énergétique côté demande et, côté offre, un recours massif aux énergies renouvelables. Sortie implicite du nucléaire et réduction de la part des énergies fossiles.

Tableau 2 : Scénarios secteur électrique

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Enerdata, Bureau d'études économiques	4 scénarios	Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. Les scénarios pour le secteur électrique sont établis à partir du scénario dit "AMS O" ou « Grenelle » prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle et faisant l'hypothèse de capacités nucléaires égales à 66 GW en 2030. Trois variantes examinent différentes capacités nucléaires à l'horizon 2030 : 60 GW, 40 GW (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50%) et 15 GW (la part du nucléaire est ramenée à 20%)
UFE. Union Française de l'Électricité, association professionnelle	3 scénarios	UFE (2011) Horizon 2030; Trois scénarios examinent différentes part du nucléaire : «Production nucléaire à 70 %» (prolongation du nucléaire actuel de 40 à 60 ans ; développement des EnR du Grenelle), scénario «Production nucléaire à 50 %» (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %), et un scénario de «Production nucléaire à 20 %».
RTE opérateur du réseau de transport d'électricité français	5 scénarios	Bilan prévisionnel 2011. Horizon 2030; Le scénario référence (nucléaire stable en 2030) est complété par 4 variantes : deux variantes sur la demande ("consommation haute" et "consommation basse"), une variante sur l'offre des renouvelables ("EnR haut") et enfin une hypothèse "nucléaire bas" (40 Gw en 2030 contre 65 Gw en référence).
Global Chance association de scientifiques et d'experts	2 scénarios	Sortir du nucléaire en 20 ans. 2011. Horizons 2030; Le scénario étudie une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et de développement d'électricité renouvelable pour le système électrique français. Une comparaison est faite avec un scénario tout nucléaire.
Areva groupe industriel français spécialisé dans les métiers de l'énergie électrique.	5 scénarios	Étude réalisée fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique; 2011. Horizons 2030 et 2050; Cinq scénarios sont comparés : Prolongement du parc nucléaire (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Programme EPR accéléré (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Nucléaire 50 % (50 % Nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles); Sortie du nucléaire et forts fossiles (0 % Nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles); Sortie du nucléaire et forts renouvelables (0 % Nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).
CEA Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives	3 scénarios	Étude de 2011. Horizon 2025; Un scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des ENR. Deux scénarios de sortie du nucléaire sont également envisagés, l'un sous contrainte d'émissions de CO <sub>2</sub> (sortie du nucléaire sous contrainte carbone) et l'autre sans contrainte CO <sub>2</sub> (sortie du nucléaire sans contrainte carbone).

---

## 1. Gisements et leviers de réduction de la demande dans les scénarios

En règle générale, la plupart des scénarios sont assez « conservatifs » au sens où la vision qui les sous-tend aux horizons 2030 ou 2050 est assez peu différente de celle qui prévaut aujourd'hui, avec une offre indépendante d'un côté et une demande de même. La définition du mix futur de la France y est généralement abordée comme le résultat d'un arbitrage (par les choix du prospectiviste et plus rarement via une modélisation des marchés, sous l'influence des mesures de politiques économiques en vigueur) entre les « grandes énergies » (fossiles, nucléaire et demain éolien, biomasse puis solaire). Cette vision ignore en particulier les complémentarités et synergies entre ces grandes familles. Celles-ci se manifestent notamment entre énergies décarbonées, telles le nucléaire et les énergies nouvelles et renouvelables. Elaborer des plans énergétiques en opposant ces énergies est certainement un appauvrissement de méthode conduisant à un système in fine moins efficace sous l'angle de critères tels que le coût et les émissions de gaz à effet de serre. Il en est de même des efforts de maîtrise de la demande qui ne répondent pas à la logique économique mais à la mise en œuvre d'une politique plus ou moins volontariste, dont le coût est rarement chiffré.

En outre, la confrontation offre et demande va se transformer probablement significativement. D'une part, les grands systèmes énergétiques de réseaux seront amenés à « dialoguer » entre eux et échanger des flux (par exemple entre réseaux électrique, gaziers, de chaleur). D'autre part, les services énergétiques de systèmes avancés iront de la livraison d'électricité pour les véhicules, au pilotage de la thermique des locaux et au stockage réparti (pour les consommateurs/producteurs de petite taille) jusqu'aux grands systèmes alliant pilotage de la demande (dont centrales virtuelles), stockage massif, transport collectif...

On peut regretter un tel état de fait, les possibilités d'évolution des systèmes énergétiques restant très importantes d'ici une quarantaine d'années. En pratique, seul le scénario négaWatt fait montre d'un caractère innovant certain... au prix de difficultés dans l'analyse technique et économique de la plausibilité des résultats.

Les réflexions pour optimiser l'utilisation symbiotique des sources d'énergie à bas carbone dans le contexte particulier de la France et de l'Europe doivent se poursuivre en élargissant à d'autres vecteurs d'énergie l'approche actuelle centrée sur le vecteur électricité et en tirant le meilleur parti des technologies de stockage et de gestions intelligentes de réseau envisageables à moyen et long terme.

### 1.1. Potentiel de réduction de la demande dans les scénarios toutes énergies

#### ▪ Les scénarios d'Enerdata

Les scénarios d'Enerdata reposent sur une prévision de la demande fournie par le modèle Med-Pro qui compile la demande en énergie des secteurs industrie, résidentiel, tertiaire et transport précisément décrits. L'évolution de la demande prend en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'Environnement en particulier les politiques relatives à l'efficacité énergétique, mais

également les modifications comportementales du type effet rebond. Il est donc intéressant de comparer les simulations de la demande d'électricité des autres scénarios à ceux réalisés par Enerdata pour la DGEC, notamment pour juger de la perception par les autres acteurs du caractère ambitieux ou non de tels objectifs, aux transferts d'usage près.

En particulier, pour le secteur résidentiel/tertiaire, il a été considéré que l'ensemble des mesures introduisant une obligation de résultat pour les acteurs concernés atteindrait pleinement leur objectif. Notamment concernant la mise en œuvre des réglementations thermiques ou les obligations de rénovation introduites par la loi Grenelle 1, les obligations de rénovations imposées aux bâtiments de l'Etat ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (loi Grenelle 2). Ces différentes mesures se traduisant par une baisse de 38 % de consommations du parc de bâtiment existant d'ici 2020. Pour cela, il est considéré que les dispositifs incitatifs Crédit d'impôt Développement Durable et Eco-Prêt à Taux Zéro seront prolongés à l'horizon 2020 afin d'atteindre les objectifs fixés.

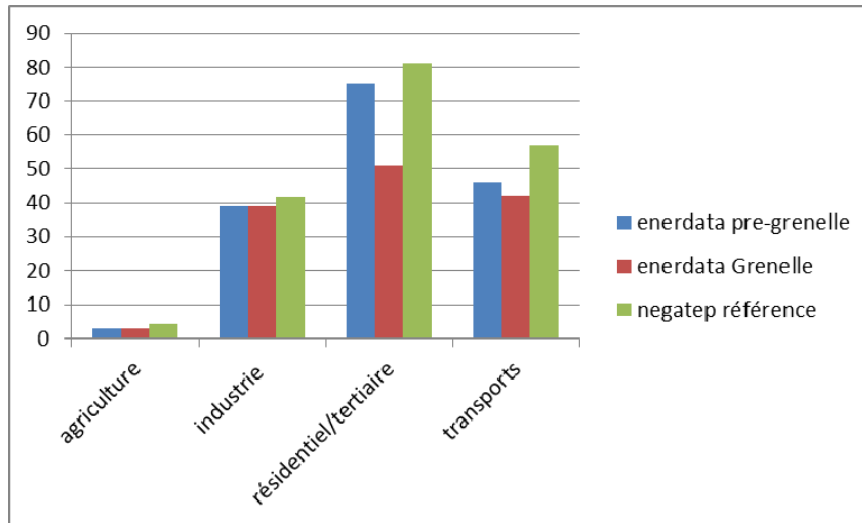
Pour le secteur industriel, la modélisation de la demande s'appuie sur les prévisions de consommations des acteurs et l'effet incitatif d'un surcoût carbone lié à la mise en œuvre de la phase III du PNAQ.

Pour le secteur routier, on distingue le transport de marchandises et le transport de voyageurs. Dans le premier, la loi Grenelle 1 fixe des objectifs : une part modale du non routier et non aérien à 25 % à échéance 2022, un développement des autoroutes de la mer, un engagement national pour le fret ferroviaire et une éco-redevance pour les poids lourds dont la mise en œuvre devrait se faire en 2012. Pour le transport de voyageurs, on se fixe un objectif de 1800 km de transports collectifs en site propres hors Ile de France, et 2000 km de LGV d'ici à 2020, des objectifs en termes de trafic assortis d'une réglementation CO2 pour les véhicules UE, bonus-malus, la pénétration des biocarburants et de véhicules électriques. L'incorporation des biocarburants intègre l'émergence des biocarburants de seconde génération à 1 à 3 % en 2020.

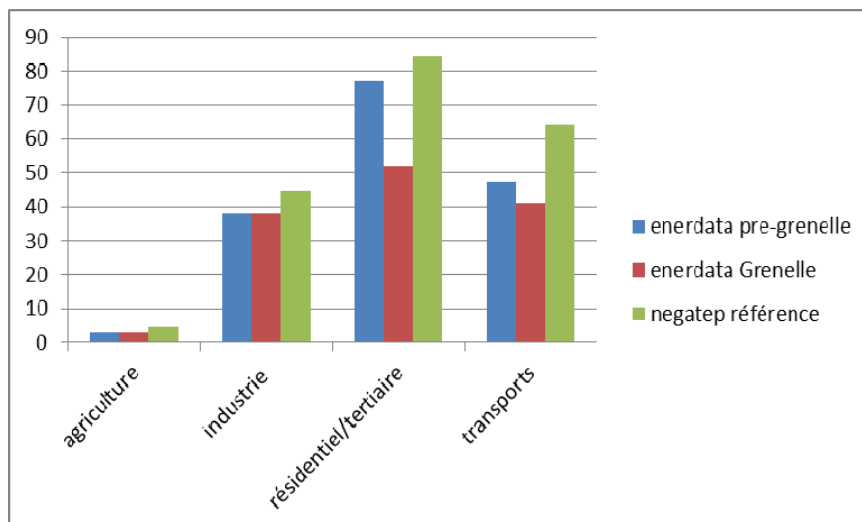
Pour les efforts d'efficacité énergétique propre au secteur électrique, le scénario prend notamment en compte la directive écoconception et les CEE prolongé pour une durée de 3 ans.



**Graphique 1 : Consommation en énergie finale des différents secteurs de l'économie en 2020 (Mtep)**



**Graphique 2 : Consommation en énergie finale des différents secteurs de l'économie en 2030 (Mtep)**



#### ▪ Les scénarios de Négatep

Négatep retient deux scénarios, un scénario de référence basé sur les travaux de la DGEMP, ce scénario ne prenait donc pas en compte les politiques engagées aujourd'hui et pourra servir de scénario repoussoir. Dans son scénario alternatif, Négatep prend en compte les objectifs du Grenelle, mais avec un ajustement quand cela semble nécessaire. Ainsi, dans le secteur des transports, les auteurs estiment les économies d'énergie réalistes compte tenu des technologies disponibles aujourd'hui. Pour le fret et le transport collectif, les économies sont tributaires de la réalisation d'infrastructures lourdes dont on peut penser qu'elles accuseront plusieurs années de retard. Concernant le secteur résidentiel, pour atteindre les objectifs affichés par le Grenelle tout en rénovant seulement 400000 logements par an, cela correspondrait selon les auteurs à des rénovations totales, très rédhibitoires sur le plan financier. Les auteurs suggèrent de revoir les objectifs à 70 %. Concernant les équipements, le Grenelle prévoit également 10 Mtep d'énergies renouvelables thermiques

supplémentaires par rapport à 2006 : biomasse, solaire chauffage direct, pompes à chaleur ou autre (géothermie..). Bien que les pompes à chaleur et les chauffe-eau solaire se développent, les auteurs pensent qu'un léger retard sera accusé et que l'objectif de seulement 9 Mtep sera atteint pour 2020.

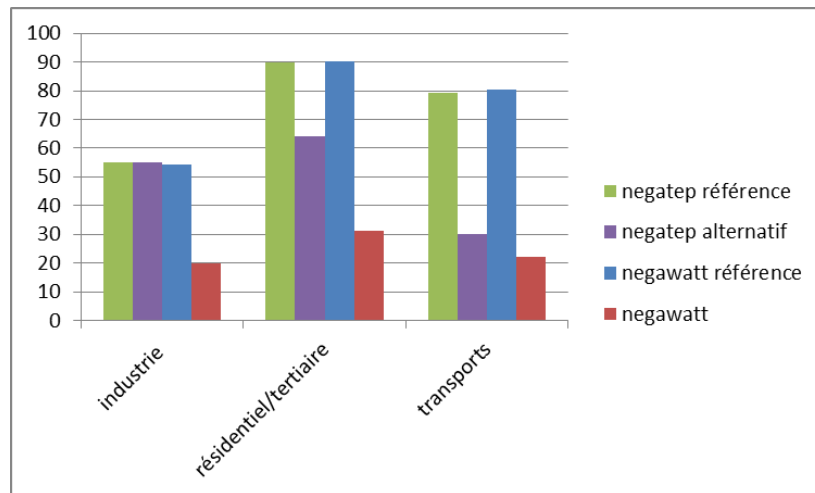
Ainsi, le scénario mise dans le secteur tertiaire sur un remplacement par les meilleurs technologies existantes à l'occasion de rénovations et de construction neuve, et table également sur la meilleure gestion de la consommation dans de nombreux locaux (bureaux, écoles, commerces..), ce qui lui permet de maintenir la consommation totale du secteur à son niveau de 2006 soit 4 Mtep d'économies. Pour le secteur résidentiel, la meilleure façon d'obtenir des résultats serait la rénovation totale, mais celle-ci entraînerait des coûts très élevés de l'ordre de 20000€ par logement. Le gisement exploité permettrait cependant d'économiser 195 TWh. Le scénario privilégie plutôt une rénovation diffuse permettant de réduire de 50 % les besoins de chauffage « fossiles » pour un surcoût faible par rapport aux travaux d'entretiens courants. A cela, les auteurs proposent de promouvoir le chauffage électrique, effaçable en heure de pointe, pour réduire encore d'avantage l'utilisation d'énergies fossiles, et de favoriser l'utilisation d'énergies renouvelables combinées à des pompes à chaleur. Les économies réalisées de cette façon pourraient être de l'ordre de 125 TWh à horizon 2050. Pour l'eau chaude sanitaire, les auteurs encouragent également le recours aux énergies renouvelables associées à des pompes à chaleur dans les nouveaux logements. L'électricité spécifique ne serait pas économisée et tendrait, au contraire, à croître avec la croissance démographique. Dans le secteur industrie et agroalimentaire, le scénario admet arbitrairement une amélioration de l'efficacité énergétique de 25 % au global, ce qui conduit à une consommation de 40 Mtep auxquels il faut ajouter 15 Mtep pour la production de biocarburants, soit une demande totale de 55 Mtep. Dans le secteur des transports, le scénario Négatep recrute un maximum d'opportunités pour s'affranchir de la dépendance fossile, il table donc sur le développement des transports en commun électrifiés, les voitures électriques ou hybrides et les biocarburants produits à partir de 22.5 Mtep de biomasse et de 7.5 Mtep d'électricité associé à une amélioration des équipements (injection directe et haute pression, distribution variable, accroissement de la puissance spécifique : downsizing).

Les scénarios Négatep estiment donc à 25 Mtep environ le potentiel d'économies d'énergies en 2020 par rapport à son scénario de référence, un potentiel qui varie légèrement en fonction du scénario de demande électrique retenu, un scénario favorisant l'électrification des usages s'associe à des économies d'énergie de 26 Mtep, alors que le scénario central s'associe avec des économies de 24 Mtep. Plus de 130 Mtep d'économies sont réalisées à l'horizon 2050.

#### ▪ Le scénario de Négawatt

Le scénario Négawatt, au contraire du précédent, fait l'hypothèse d'une réduction de la demande beaucoup plus ambitieuse reposant notamment sur des hypothèses très volontaristes concernant l'évolution des mœurs. Alors que la consommation finale d'énergie se montait à 166 Mtep en 2010, le scénario Négawatt par une approche de sobriété et d'efficacité, la ramène en 2050 à 73 Mtep, soit 56 % de baisse. Contrairement au scénario Négatep qui utilise l'électricité comme un moyen pour se distancier des énergies fossiles, le scénario Négawatt fait diminuer la consommation finale d'électricité de 460 à 254 TWh (367 TWh si on compte l'électricité utilisée pour l'électrolyse et les STEP, par le secteur énergétique en général et les pertes).

**Graphique 3 : Comparaison des consommations d'énergie par secteur économique pour les scénarios Négatep et Négawatt à horizon 2050 (en Mtep)**



Les économies réalisées, plus importantes que dans le scénario Négatep, sont obtenues par d'importants efforts d'efficacité énergétique couplés à d'importants bouleversements sociétaux. Les gisements les plus importants sont à trouver, une fois encore dans le secteur résidentiel/tertiaire, et notamment dans la maîtrise des dépenses de chauffage. L'effet d'échelle est moins important que dans les autres scénarios puisqu'on suppose une stabilisation des surfaces moyennes dans le résidentiel et un moindre accroissement dans le tertiaire, ainsi qu'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer par opposition aux tendances actuelles. L'effort de rénovation est également plus important car le scénario assume les importants coûts : 200 à 250 €/m<sup>2</sup> HT pour une rénovation lourde, justifiée pour arriver à un résultat intéressant rapidement. Les chiffres avancés sont cohérents avec ceux de Négatep pour le même choix de rénovation. Les technologies retenues pour les usages thermiques sont le bois, le gaz, les pompes à chaleur, les réseaux de chaleur alimentés par la géothermie, le bois ou les déchets et enfin, le solaire thermique. D'autre part, l'électricité spécifique est divisée par deux grâce à de meilleurs équipements mais aussi une meilleure discipline de vie. Concernant le secteur des transports, alors que le scénario Négatep semble déjà relativement optimiste, le scénario Négawatt arrive à de plus importantes économies en tablant une fois encore sur un moindre effet d'échelle : la consommation unitaire des véhicules baisse grâce à l'amélioration des moteurs mais également à une meilleure conduite, le nombre de km parcouru diminue ; le transport de marchandises est également plus économe avec un transfert modal vers le ferroviaire et le fluvial. Le gaz devient la première source d'énergie pour tous les transports individuels et collectifs, devant l'essence, et est suivi des biocarburants et de l'électricité ; avec des véhicules GNV et des hybrides rechargeables en majorité. Dans l'industrie enfin, le premier levier de réduction de la demande réside dans la réduction de l'activité, auquel s'ajoutent des améliorations sur les procédés. Cependant, on constate que le poste de consommation lié à la production d'hydrogène pour la méthanation a été oublié dans les calculs de bilans énergétiques du scénario Négawatt pour le secteur industriel.

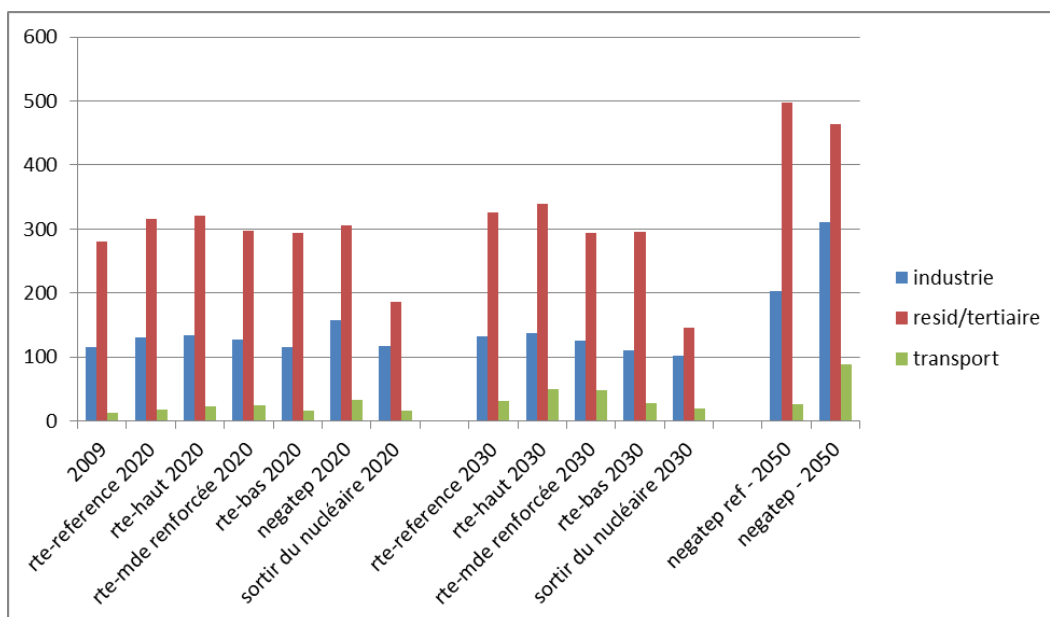
## 1.2. Potentiel de réduction de la demande électrique dans les scénarios étudiés

### ▪ Des perspectives d'évolution variées en fonction des scénarios

Aux horizons 2020 et 2030, la constitution de l'offre et de la demande dans les systèmes ouest-européens est élaborée par RTE à partir des données et études réalisées avec les gestionnaires de réseau étrangers réunis au sein d'ENTSO-E, mais également à partir d'informations communiquées sous couvert de confidentialité par les différents acteurs du système électrique. C'est pourquoi les scénarios de RTE sont souvent considérés comme les scénarios de référence pour ce périmètre.

Les scénarios de demande d'électricité de Négatep s'appuient d'ailleurs sur des variantes de demande de RTE associées à une variante « électricité renforcée », dans laquelle les transferts d'usage sont d'autant plus renforcés, dans le but de s'affranchir des énergies fossiles.

**Graphique 4 : Comparaison des évolutions de la demande d'électricité par secteur entre les scénarios RTE, Négatep et sortir du nucléaire à différents horizons de temps (TWh)**



Les scénarios AREVA se sont également appuyés sur les projections de RTE, prolongées linéairement au-delà de 2030. Mais dans ces derniers, on regrette que des variantes ne soient pas introduites en fonction du mix retenu, les efforts d'efficacité énergétique ne sont donc pas instruits explicitement, puisqu'ils seraient les mêmes dans tous les scénarios et ne joueraient donc pas dans l'analyse différentielle. Des tests de sensibilité à la demande sont bien réalisés en annexe mais ne prennent pas en compte le coût induit par de plus importants efforts d'efficacité énergétique ni ne répondent à une logique de structure de la demande en fonction du mix retenu ou du prix de l'électricité associé.

Les scénarios du CEA, quant à eux, partent des projections les plus récentes et les maintiennent constantes, l'analyse de la demande est donc exclue.

Pour comparer les différentes hypothèses prises pour simuler l'évolution de la demande dans les différents scénarios, on a regroupé les résultats concernant la demande nationale totale d'électricité (secteur énergétique et pompage compris), mais en excluant les exportations afin de corriger le biais introduit par des scénarios fixant arbitrairement, et à des niveaux sensiblement différents, le niveau des échanges.

**Tableau 3 : Demande nationale d'électricité selon les scénarios**

		Demande en 2020 (TWh)	Demande en 2025 (TWh)	Demande en 2030 (TWh)	Demande en 2050 (TWh)
RTE (PIB +1.75%)	Référence	530		562	
	"consommation haute"	547		600	
	MDE renforcée	530		540	
	"consommation basse"	515		498	
Enerdata (PIB +1.75%)	Grenelle			537	
	variante 60 GW			529	
	variante 40 GW			512	
	variante 15 GW			497	
UFE	MDE ciblée, PIB 1,5%, transferts d'usages			570	
	MDE ciblée, PIB 1,5%, sans transferts d'usages			550	
	MDE ciblée, PIB 2,5%, transferts d'usages			625	
	MDE 100%, PIB 1,5%, transferts d'usages			530	
AREVA	RTE référence	530	546	562	628
sortir du nucléaire - Global Chance	sortie du nucléaire	392		338	
	tout EPR	516		516	
Négawatt					367
Négatep	RTE central			596	990
	RTE MDE			567	
	électricité renforcée			615	
CEA	demande constante		512		

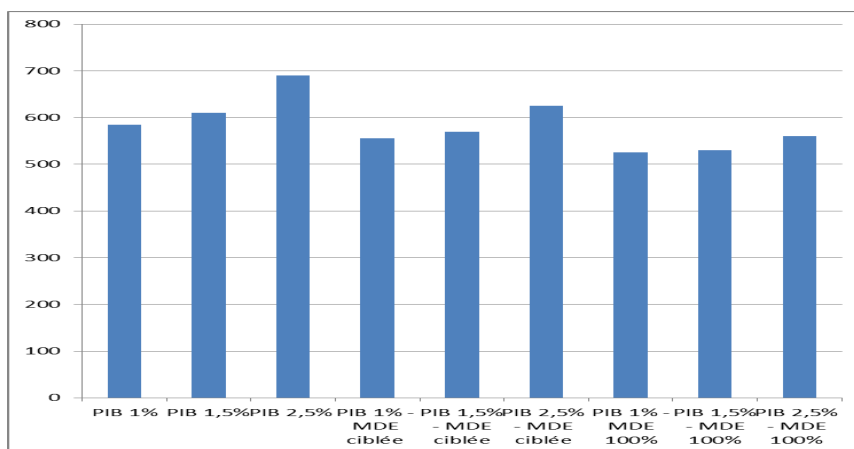
Dans la vision « référence » de RTE, la consommation nationale croît de 16 TWh entre 2016 et 2020 et de 31 TWh entre 2020 et 2030. La pointe de consommation, quant à elle, croît de 3 GW entre 2016 et 2020, puis de 5.9 GW de 2020 à 2030, à cause notamment du déclassement des centrales au fioul qui représente 1.3 GW. Dans le scénario de consommation « haut », la hausse de la demande en énergie et en pointe est accentuée. Le scénario est caractérisé par une croissance économique et démographique tirant la demande vers le haut, les retards accusés dans l'atteinte des objectifs du Grenelle accentue cet effet. La variante « MDE renforcée » correspond à un scénario de demande moins élevée du fait du renforcement de l'efficacité des actions de MDE qui n'est pas compensé par les transferts d'usage vers l'électricité

(développement plus soutenu des pompes à chaleur et des véhicules électriques). La variante de consommation « basse » n'est pas obtenue par des efforts d'efficacité plus soutenus mais dans un contexte néfaste avec une croissance économique et démographique faible. Les transferts d'usage apparaissent moins dans ce contexte car les ménages au pouvoir d'achat tronqué n'ont pas les moyens de renouveler leurs équipements pour des appareils plus performants.

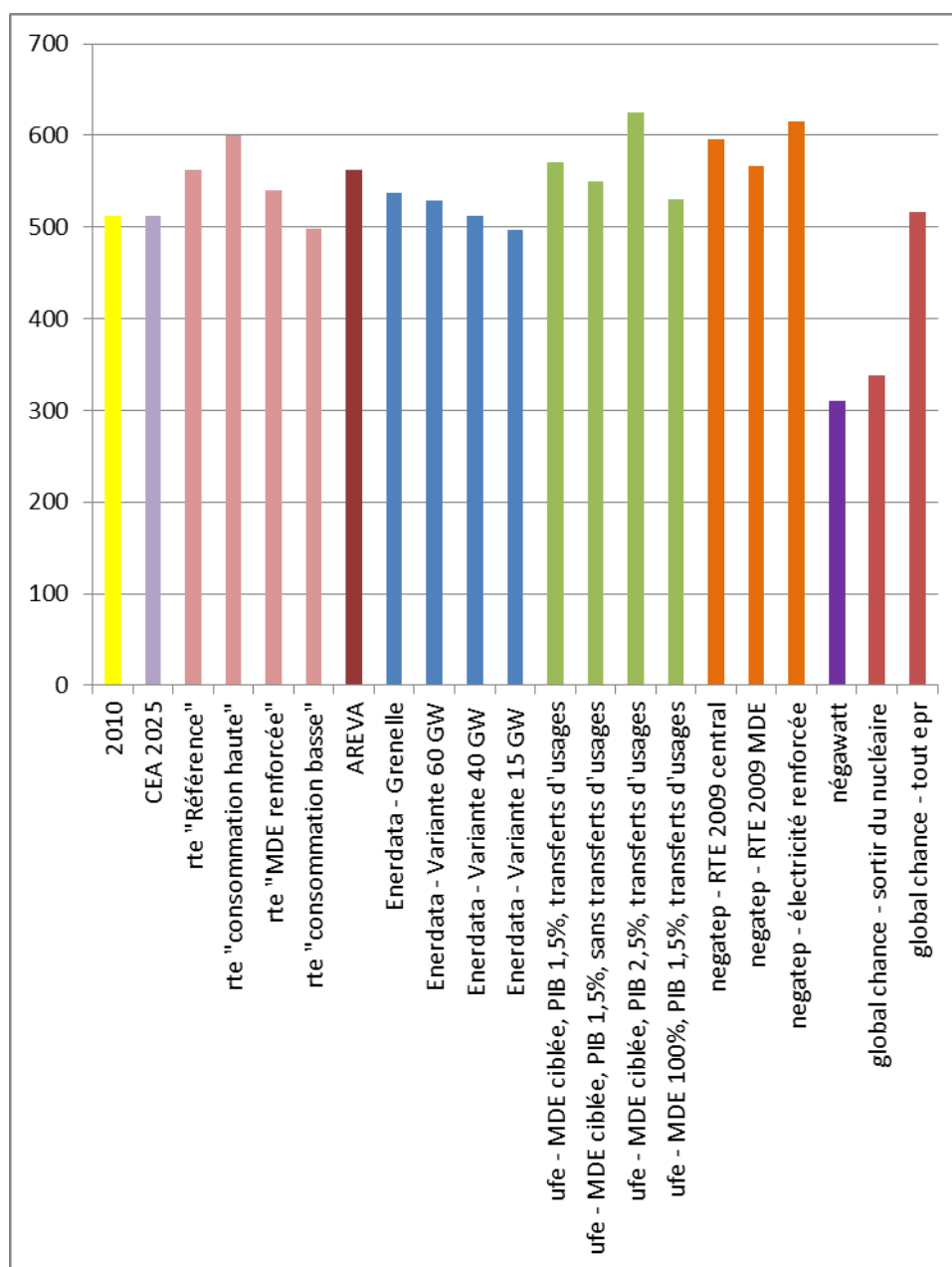
On peut regretter que ces hypothèses ne soient pas réellement prises sur la base d'une confrontation de l'offre et de la demande. Ainsi la variante d'offre « ENR haut » est associée au scénario de demande de référence alors qu'elle aurait peut-être justifié d'être associée au scénario consommation « basse », ou à une consommation au plus égale à celle que l'on observe dans le scénario « nucléaire bas ». En revanche une consommation plus faible dans le scénario nucléaire bas est observée par rapport au scénario de référence dans lequel le nucléaire est prépondérant, ce qui illustre bien une réactivité de la demande au prix de l'électricité, le nucléaire historique étant plus compétitif que toutes les autres formes d'énergie. D'une manière générale, on regrette également que ces scénarios ne distinguent pas les économies d'énergie des effets de substitution liés aux différentiels de prix, ni ne donnent d'éléments de coûts.

Comme dans les scénarios de RTE, les scénarios de l'UFE font différentes hypothèses de croissance économique qui favorisent plus ou moins la pénétration des meilleures technologies. Ainsi, la part de véhicules hybrides et rechargeables, qui devrait rester limitée quel que soit le contexte macro-économique, varie avec un taux de pénétration de 2 à 4 % pour les voitures électriques et de 3.3 à 13 % pour les voitures hybrides rechargeables, de même 1000 à 3000 km de LGV devraient être construites entre 2010 et 2030, le parc de chaudières industrielles basse température devrait être composé de 50 à 100 % de pompes à chaleur en fonction du contexte économique. Au final, l'UFE fournit un grand nombre de variantes en fonction du PIB retenu, des cibles de MDE visées et des transferts d'usages. Ce que l'on peut regretter c'est que l'analyse offre-demande ne soit pas totalement bouclée, tous les scénarios ne sont pas compatibles avec tous les scénarios d'offre. En outre, dans les faits, seules les variantes : PIB à 1.5 % et MDE 50 %, PIB à 1.5 % et MDE 100 % et PIB à 2.5 % et MDE 50 % sont utilisées.

**Graphique 5 : Niveau de la demande d'électricité en 2030 dans les différents scénarios UFE (TWh)**



Graphique 6 : Niveau de la demande d'électricité en 2030 pour les différents scénarios retenus (TWh)



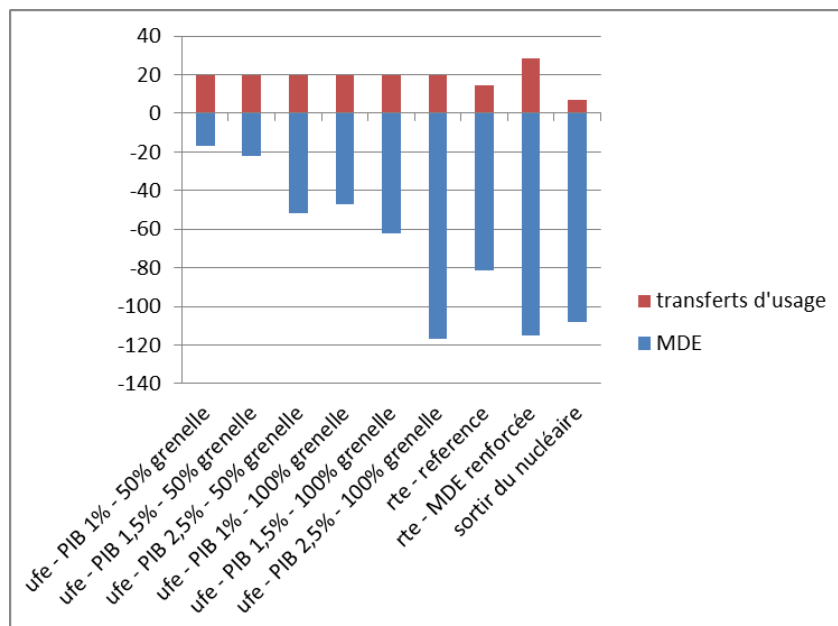
On constate que le niveau de la demande varie en général dans une fourchette allant d'un peu moins de 500 TWh à un peu plus de 600 TWh en général, soit 20 % de différences qui ne s'expliquent pas seulement par des économies d'énergie, mais aussi par des hypothèses macroéconomiques, les transferts d'usage en jeu... Les scénarios les plus ambitieux sont les scénarios « sortir du nucléaire » de Global Chance et Négawatt dont on peut supposer qu'il débouche sur une demande déjà assez basse en 2030. Ces scénarios parviennent à réduire la demande de près de 50 %, ce qui apparaît comme extrêmement ambitieux si on considère que d'ici 2030 les modes de vie ne pourront avoir sensiblement évolués. Inversement les scénarios de consommation haute ou de forte électrification se distinguent par une consommation

de 50 TWh supérieure aux scénarios de référence. D'une manière générale, il semble que la forte électrification, tout autant que la MDE extrêmement renforcée, ne peut se concevoir indépendamment du mix électrique correspondant et notamment de son prix.

A horizon 2030, on a le sentiment que les limites des modèles utilisés : limitation au périmètre électricité, l'absence de « bouclage prix », d'ordre de mérite pour les actions de maîtrise de la demande et d'évaluation des coûts, ne jouent pas de façon drastique sur les résultats et on observe une assez bonne cohérence entre les différents scénarios. En revanche, à l'horizon 2050, les situations peuvent être beaucoup plus extrêmes, nous manquons d'exercices pour en faire l'étude précise, mais on voit déjà qu'entre le scénario Négawatt et les scénarios Négatep, la demande d'électricité varie du simple au triple. De tels écarts doivent principalement être expliqués par la philosophie même des démarches : Négatep supposant la poursuite tendancielle d'un monde peu différent structurellement de ce qu'il est aujourd'hui (avec une politique forte de l'offre énergétique) et négaWatt proposant une vision prospective volontariste du futur lointain donnant une large place à l'innovation et ne s'attardant que peu sur les rigidités des systèmes énergétiques (la demande étant au cœur de l'analyse).

Certains scénarios distinguent les économies d'énergies et les transferts d'usage, cette distinction est importante car d'importants efforts d'économie d'énergie peuvent être menés sans que l'on en capte l'effet sur la demande si l'on observe d'importants transferts d'usages simultanément.

**Graphique 7 : Gisements de MDE exploités et transferts d'usage dans les scénarios détaillés (TWh)**



Pour les scénarios de RTE, les gisements ont été reconstitués à partir des données sectorielles, les transferts d'usage ne sont représentatives que du secteur des transports, comme dans le scénario « sortir du nucléaire » de Global Chance, ils sont pris en compte dans les efforts de MDE des autres secteurs. Dans les scénarios de l'UFE, on regrette simplement que les transferts d'usage ne dépendent pas dans leur



chiffage du contexte économique alors qu'il est spécifié dans le texte que celui-ci est extrêmement dimensionnant pour l'amplitude des transferts.

▪ **La problématique de la pointe**

La spécificité de l'électricité, non stockable, nécessite que l'on s'intéresse également à une approche en courbe de charge et non simplement à un bilan énergétique en volumes d'électricité. Cet aspect est d'autant plus important que la pointe a particulièrement crû ces dernières années.

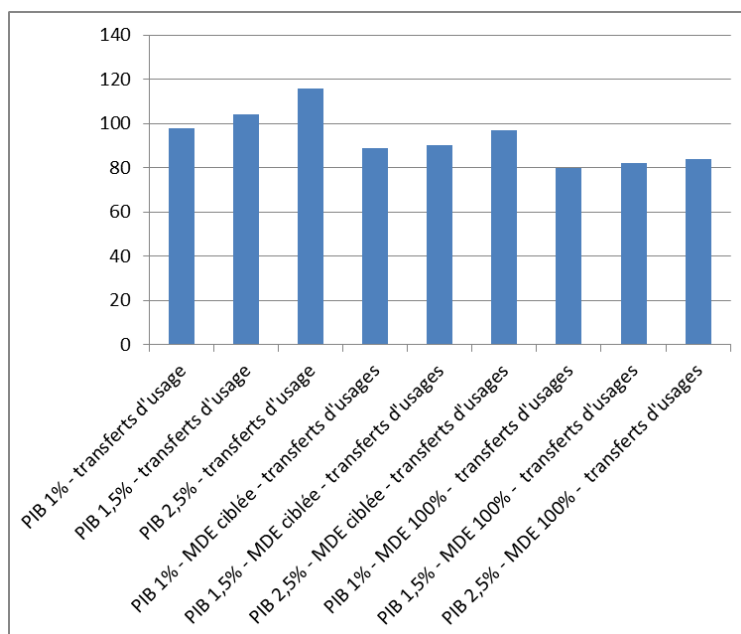
Les scénarios les plus rigoureux devront donc prendre en compte ces aspects, si possible en établissant des profils de production en fonction des technologies considérées (technologie pour la fourniture en pointe, semi-base, base, technologie de production intermittente), les capacités installées et leur production devront être cohérentes avec la demande instantanée et sa déformation dans le temps, conséquence de l'évolution des usages. Celle-ci devra prendre en compte les impacts liés aux modifications du parc d'équipement de chauffage, de l'éclairage, des ballons d'eau chaude au développement des véhicules électriques... Toute la difficulté réside dans la modélisation de la courbe de charge.

Les variantes de demande des scénarios RTE ont un équivalent en termes d'évolution de la pointe à une chance sur 10.

**Tableau 4 : Prévision de la puissance à la pointe à une chance sur dix (GW)**

	2013	2015	2020	2030
Haut	103,1	105,7	111,4	122,2
Référence	101,3	103,6	107,3	113,2
MDE renforcée	100,4	102,1	103,9	108,4
Bas	98,9	99,6	99,9	101,3

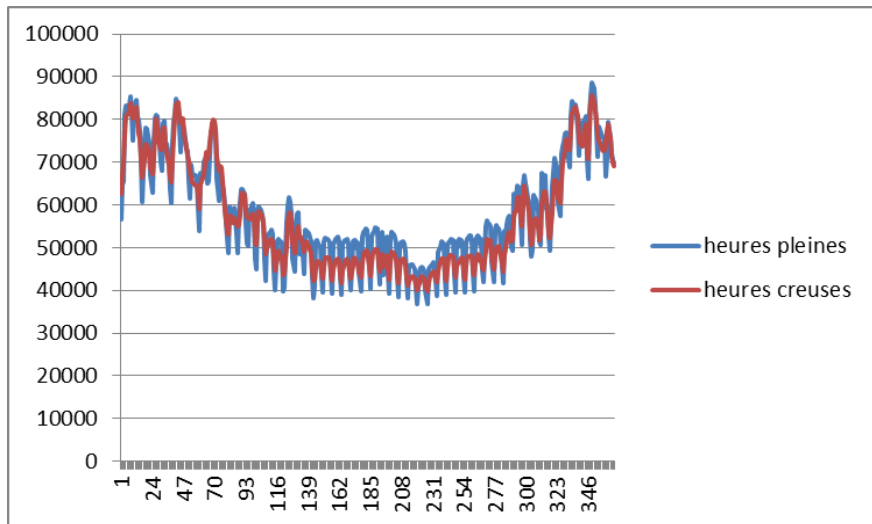
Les scénarios de l'UFE procèdent également de façon très rigoureuse en répartissant les énergies annuelles consommées par usage sur 9 tranches horosaisonniers, reconstituant ainsi un profil de puissance appelée. De cette façon, ils obtiennent également 9 variantes de la pointe. La pointe correspond ici à la puissance moyenne appelée dans les 60h de l'année à plus forte consommation est n'est pas directement comparable avec les chiffres précédents.

**Graphique 8 : Évolution de la puissance de pointe dans les différents scénarios de l'UFE (GW)**

Les scénarios d'Enerdata développent également une approche en puissance avec une distinction entre les technologies de production de base, semi-base ou de pointe ainsi que des technologies fatales par rapport à celles qui rentrent en compétition dans l'ordre du mérite. Mais la modélisation ne va pas jusqu'à identifier la capacité qui répond à l'extrême-pointe et la modélisation de la courbe de charge n'est pas précisée.

De façon similaire, les scénarios AREVA appliquent un coefficient de contribution à la pointe de chacune des technologies pour assurer un équilibrage de l'offre et de la demande en pointe. La demande de pointe est supposée croître au même rythme que la demande annuelle, ce qui est plutôt optimiste par rapport aux évolutions passées. Les scénarios du CEA sont les seuls à fournir la courbe de charge qui a servi pour l'optimisation du mix électrique, mais c'est la courbe de charge correspondant à la demande actuelle.

Graphique 9 : Appel en puissance (MW) moyenné sur la période



### 1.3. Efficacité, sobriété énergétique et transferts d'usage dans les scénarios étudiés

- Des gisements d'économie d'énergie précisément identifiés au périmètre électricité mais des chiffrages peu comparables

#### *Efforts de maîtrise de la demande d'électricité dans les scénarios*

Les efforts d'efficacité énergétique peuvent avoir un impact à la hausse ou à la baisse sur le niveau de la demande car si l'amélioration de la performance énergétique d'un équipement diminue sa consommation unitaire, on peut par ailleurs souhaiter un important déploiement de ce type d'équipements qui tirera la demande à la hausse. Il n'est pas toujours évident de distinguer ces deux effets notamment lorsque l'on considère les usages thermiques. Néanmoins, grâce aux scénarios de RTE et de l'UFE très détaillés, il a été possible de synthétiser les différents leviers d'action selon qu'ils correspondent plutôt à un gain d'efficacité ou à un transfert d'usage dans les tableaux ci-dessous.

En outre, certaines actions de réduction de la demande, si elles sont déployées à grande échelle, seront à l'origine de nouveaux postes de consommation d'énergie, par exemple pour la production de biocarburants, la nouvelle industrie du service énergétique (recyclage, rénovation/bâtiment).

Tableau 5 : Actions de maîtrise de la demande, par usage

Usages thermiques	
<i>chauffage</i>	isolation thermique des bâtiments, développement des pompes à chaleur
<i>eau chaude sanitaire</i>	pénétration des PAC, chauffe-eau thermodynamiques et solaires
<i>climatisation/ventilation</i>	gain d'efficacité
<i>Cuisson</i>	
Equipements	
<i>froid/lavage</i>	gain d'efficacité
<i>TV/Hi-Fi - Informatique</i>	gain d'efficacité
Eclairage	remplacement des ampoules à incandescence par des ampoules basse puissance et LED dans le résidentiel, gestion de l'éclairage dans le tertiaire
Usages industriels	
<i>Moteurs/fours/électrolyse</i>	renouvellement du parc de moteurs avec des moteurs à haut rendement et à vitesse variable
<i>Data centers</i>	gain d'efficacité
Pertes	gain d'efficacité sur équipements de réseau

Tableau 6 : Transferts d'usages

Usages thermiques	
<i>chauffage</i>	substitution de chauffage fioul par des PAC
<i>eau chaude sanitaire</i>	
Transport	
<i>véhicule électrique</i>	pénétration de VE ou VHR à la place de véhicules à essence
<i>transport ferroviaire</i>	transport de marchandise de la route vers le rail
<i>transport urbain</i>	substitution de transports urbains routiers vers les transports urbains électriques
Usages industriels	
<i>Moteurs/fours/électrolyse</i>	substitution de turbine à gaz par des moteurs
<i>PAC industrielle</i>	pénétration de PAC à la place de chaudières au gaz ou au fioul

Dans le secteur industriel, d'importants gains sont rendus possibles via l'amélioration des moteurs qui représentent 60 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie aujourd'hui. Les économies sont engendrées soit par la diffusion de

---

moteurs plus performants soit par l'amélioration de leur mode de modulation, avec des contraintes européennes qui rendent les moteurs les plus performants obligatoires d'ici la fin de la décennie. La technique des moteurs à aimants permanents pourrait largement se développer et permettre des gains énergétiques mais aussi de place. Cependant l'effet pourrait rester modéré dans la mesure où le taux de remplacement des moteurs est assez faible.

D'autres gisements d'énergie sont à trouver dans les usages transverses : le chauffage des locaux, la production de froid, l'air comprimé, l'éclairage. Concernant l'éclairage, on suppose que les ampoules non performantes auront totalement disparu dans les prochaines années compte tenu de leur durée de vie courte et de la réglementation en vigueur. En outre, des économies d'énergie sont possibles avec une meilleure gestion de l'éclairage.

Dans secteur tertiaire, la mise en œuvre du Grenelle devrait entraîner une baisse des besoins de chauffage et une substitution des chauffages combustible vers des systèmes à pompes à chaleur dans les locaux existants et dans les locaux neufs, un maintien de la proportion de chauffage à l'électricité. L'isolation des bâtiments devrait également permettre de réduire les besoins de climatisation, dont l'amélioration des équipements diminuera la consommation unitaire. L'implantation généralisée de ballasts électroniques et une gestion automatisée de l'éclairage devrait déboucher sur une forte baisse des consommations unitaires. Le chauffe-eau thermodynamique et le chauffe-eau solaire permettront d'importants gains d'efficacité pour l'eau chaude sanitaire. On devrait également observer également une augmentation des usages spécifiques autre que l'éclairage, la climatisation et le froid, lié au développement de centres de données et des usages émergents relatifs à la communication et à l'information.

Dans le secteur résidentiel, les gisements d'énergie résident surtout dans l'amélioration des performances des équipements et l'évolution des comportements. L'évolution de la consommation d'électricité sera particulièrement sensible du taux de pénétration du chauffage électrique accordé par les auteurs de scénarios, certains réservent le chauffage électrique sous forme de pompes à chaleur aux maisons individuelles et autorisent les convecteurs seulement dans des logements très bien isolés. Négatep qui vise l'indépendance fossile à tout prix, favorise le chauffage électrique effaçable en pointe. La demande sera également fortement influencée par le niveau d'isolation et donc de rénovation apportée sur le parc existant. Il est possible de viser des rénovations lourdes systématiques comme le fait Négawatt ou des rénovations très diffuses. RTE prévoit 350 000 rénovations lourdes sur des logements construits avant 1975 et des transferts vers les pompes à chaleur lors des rénovations des maisons individuelles ponctuelles.

Concernant l'eau chaude sanitaire, dans le parc existant comme dans le neuf, les logements chauffés avec une pompe à chaleur haute température peuvent produire l'eau chaude avec, pour les autres solutions électriques, l'hypothèse est faite d'un taux de pénétration plus ou moins élevé selon le scénario de chauffe-eau solaire ou thermodynamiques. Si le chauffage n'est pas électrique, la production d'eau chaude peut être basée sur l'énergie de chauffage et/ou l'énergie solaire. La disparition des ampoules à incandescence conduit par ailleurs à une forte réduction des consommations unitaires. Elles peuvent être remplacées par des ampoules fluo compactes ou halogènes à économie d'énergie et à plus long terme, par des diodes. Les améliorations de performance dans l'électroménager entraîneraient également

une baisse des consommations unitaire, mais l'effet global dépendra de la vitesse de renouvellement du parc qui peut être assez lente compte tenu de la durée de vie des appareils et du taux d'équipements des ménages. Des améliorations de performance et des changements de comportements peuvent aussi être attendus dans l'informatique.

Concernant le secteur des transports, on n'en réduira pas la consommation dans la mesure où l'on aura plutôt tendance, soit à favoriser les transferts modaux vers le ferroviaire, dans le but de réduire les émissions ou d'aller vers une plus grande indépendance vis-à-vis des énergies fossiles, soit à encourager le développement de nouvelles technologies fonctionnant à l'électricité, comme les véhicules électriques. Cependant, l'impact de ces transferts sur la demande d'électricité repose sur la réalisation d'importantes infrastructures qui peuvent accuser beaucoup de retard et le progrès technologique pour rendre le véhicule électrique plus performant et plus rentable.

**Tableau 7 : gisements d'économies d'énergie exploités dans les différents scénarios étudiés (TWh/an)**

	UFE - PIB 1,5% - MDE renforcée	RTE - Référence	RTE - Haut	RTE - MDE renforcée	RTE - Bas	Sortir du nucléaire	Sortir du nucléaire
Horizon temporel	2030	2030	2030	2030	2030	2020	2030
Usages thermiques						-50	
<i>chauffage</i>	-23	-15,8	-14,7	-21,1	-17,6	-45	-25 de plus
<i>eau chaude sanitaire</i>	-7	-7,1	-8,3	-9,3	-5,2		-15 de plus
<i>climatisation/ventilation</i>	-5	-6,2	-6	-7,5	-7,2	-5	
<i>cuisson</i>		-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-2	
Equipements							
<i>froid/lavage</i>	-9	-12,6	-12,8	-15,8	-14,3	-8,8	
<i>TV/Hi-Fi Informatique</i>	-7	-8,8	-8,8	-13,3	-9,5	-12,6 (ventilation comprise)	
Eclairage	-10	-16,3	-16	-21	-19,1	-16,7	
Usages industriels		-13,6	-14,2	-21	-15,2	-12	
<i>Moteurs/fours/électrolyse</i>	-2	-6,8	-7,1	-10,2	-7,3	-10	-15 de plus (dont procédés innovants)
<i>Data centers</i>	-2						
pertes	-9						
Autres						-7,3	
<b>Total</b>	<b>-74</b>	<b>-82,2</b>	<b>-82,6</b>	<b>-110,8</b>	<b>-89,9</b>	<b>-109,4</b>	<b>-164,4</b>

Compte tenu des délais nécessaires à l'adaptation technique et industrielle de la filière du bâtiment, des risques d'effet rebond et de l'incertitude pesant sur le pouvoir d'achat des ménages, le scénario « MDE renforcée » de RTE intègre un retard de 10 ans par rapport à l'atteinte des niveaux de consommations définis dans les objectifs de rénovation thermique et dans la réglementation thermique. Le scénario de référence intégrant lui-même 10 ans de retard par rapport au précédent. On s'aperçoit que les scénarios de l'UFE, même en visant l'atteinte des objectifs du Grenelle à 100

%, aboutit à un gisement d'économie beaucoup plus faible. De son côté « Sortir du nucléaire », prétendant ne sélectionner qu'un certain nombre d'actions rentables, parvient à un record d'économie d'énergie. Le calcul du gisement atteignable en fonction des objectifs ciblés semble donc un exercice particulièrement délicat.

**Tableau 8 : transferts d'usages dans les différents scénarios étudiés (TWh)**

	UFE - 1,5% PIB	RTE - référence	RTE - MDE renforcée	RTE - référence	RTE - MDE renforcée	Enerdata	Négatep	Sortir du nucléaire	Sortir du nucléaire
Horizon temporel	2030	2020	2020	2030	2030	2030	2050	2020	2030
Usages thermiques									
<i>chauffage</i>	3								
<i>eau chaude sanitaire</i>									
Transport		2,9	8,8	14,8	28,7				
<i>véhicule électrique</i>	7 (0,8 à 1,8 M de VE et 3,3 à 6 M VHR)	1,1 M (VE et VHR)	3 M (VE et VHR)	5,6 M (VE et VHR)	10 M (VE et VHR)	30% soit environ 13,6 M VE et VHR	56,5		
<i>transport ferroviaire</i>	2 (entre 1000 et 3000 km de ligne LGV)								
<i>transport urbain</i>	<1						33,9	3	7 de plus
Usages industriels									
<i>Moteurs/fours/électrolyse</i>	<1								
<i>PAC industrielle</i>	7 (50 à 100% du parc de chaudières industrielles BT)								
Impact sur les pertes et l'auto-consommation	2								
Total	20								

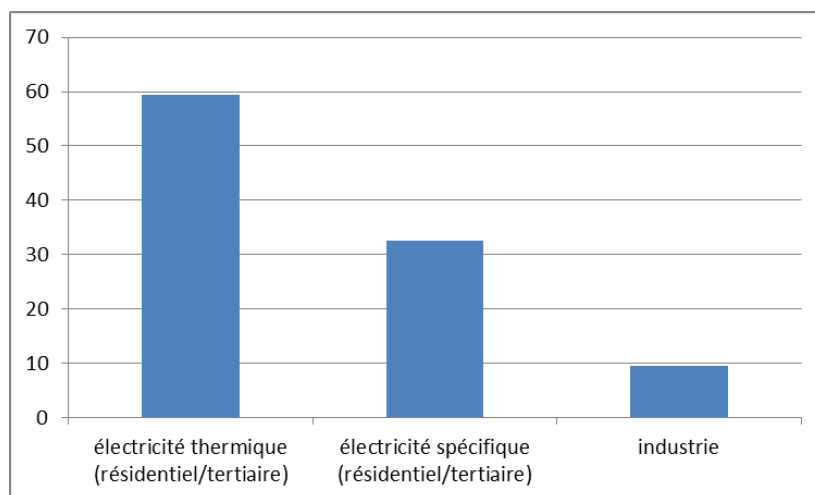
#### *L'évaluation des efforts de maîtrise de la demande*

Pour estimer le coût de ces mesures, le scénario de Global Chance évalue le coût du kWh évité pour des catégories d'actions dont il estime le gisement exploitable par ailleurs. Bien qu'il faille ensuite s'accorder sur les coûts et sur les gisements, la méthode est intéressante car elle permet de comparer ce coût au prix de l'électricité, pour décider s'il est intéressant de faire l'investissement. Malgré tout, si l'on souhaitait comparer le prix payé par les consommateurs dans les différents scénarios, en intégrant l'effet MDE, on ne sait pas comment son coût devrait se répercuter dans les

prix compte-tenu du fait que certaines de ces actions profitent à toutes les énergies (isolation..).

Les auteurs estiment donc le coût du kWh évité à 7 à 10 c€ pour les usages thermiques et à moins de 5 c€ pour les usages spécifiques de l'électricité. Pour les applications industrielles l'imposition d'un temps de retour inférieur à 5 ans permet de ne retenir que les actions dont le coût d'investissement inférieur à 0.35 € par kWh évité et des coûts évités de 5 ct€ par kWh. Soit un investissement total de 8 milliards d'euros par an pour un gisement de 135 TWh dans le secteur résidentiel/tertiaire. Cela représente tout de même 100 Mds€ d'investissements cumulés d'ici 2030, à comparer aux 70Mds de l'UFE pour l'exploitation d'un gisement trois fois moins important, ce qui dénotent de grosses incertitudes concernant les coûts et les gisements.

**Graphique 10 : Investissements cumulés en économie d'électricité du scénario « sortir du nucléaire » de Global Chance, en Mds€**



Le scénario Négatep impose également un critère pour la sélection des actions de maîtrise de la demande à hauteur de 800 à 1200 €/tep économisée dans l'habitat, au-dessus de ce critère, l'action est considérée comme non rentable. Cela correspond à un coût du kWh évité de 7 à 10c€/kWh, cohérent avec l'approche de Global Chance. Cependant, l'ordre de mérite des actions et les gisements respectifs ne sont pas précisés, on ne peut donc pas analyser outre mesure ce chiffrage.

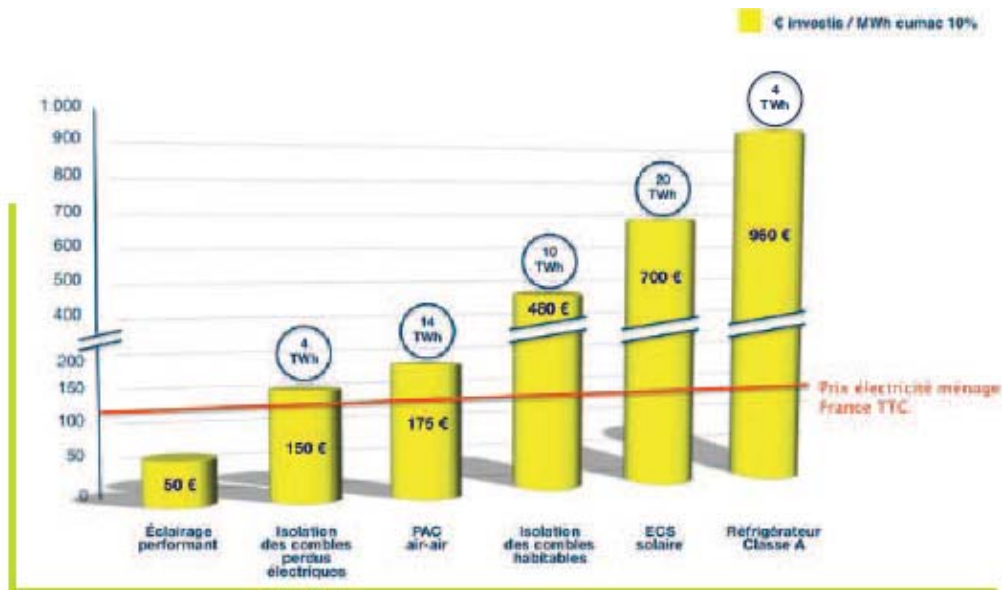
Malgré tout, on retrouve l'argument récurrent avancé par l'UFE et les autres scénarios selon lequel la rénovation de l'habitat est difficilement rentable économiquement à cause d'une décroissance des rendements très prononcée : il faut compter moins de 5000 € pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par personne mais près de 20000 pour la réduire de 20 à 5 MWh.

Dans tous les scénarios, l'éclairage apparaît également comme une source intéressante de MDE, conformément à l'analyse de « Sortir du Nucléaire », mais les autres actions, à moins d'être subventionnées, ne seront rentables que pour un prix de l'électricité bien plus élevé (50 % à 75 % plus élevé) d'après l'analyse de l'UFE. Les actions les plus facilement accessibles sont : l'isolation des combles et les pompes à chaleur air-air, qui par ailleurs, ne sont pas les plus performantes. Les autres actions sont considérées comme inaccessibles économiquement dans la mesure où elles



nécessiteraient un quintuplement du prix au minimum, or l'impact d'un changement de mix n'affecte pas le prix de l'électricité dans de telles proportions.

**Graphique 11 : Ordre de mérite de certaines actions d'efficacité énergétique**



Source : UFE

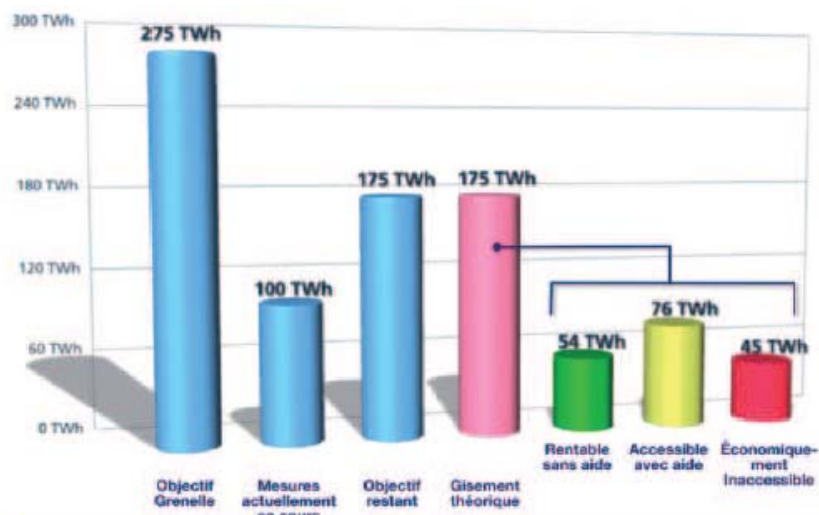
L'expertise par l'ADEME de la méthodologie de l'UFE débouche sur différents constats :

- La valeur retenue est 10% au lieu des 4% retenus pour les CEE, et plus généralement dans le cas d'investissements publics. L'idée est de prendre en compte le fait que les particuliers exigent des temps de retour sur investissement bien inférieurs à ceux d'un investisseur public. Un test de sensibilité a été effectué par l'UFE avec un taux d'actualisation à 4% et cela ne change pas le classement. En revanche, un taux plus élevé diminue énormément le potentiel « économiquement raisonnable », puisque les économies d'énergie sont exprimées en kWh CUMAC (actualisés).
- Les coûts n'incluent que l'investissement en capital. Ainsi, ni l'exploitation, ni l'entretien, ni l'assurance, ni le coût de financement ne sont pris en compte.
- Les résultats sont peu sensibles aux variations de prix des énergies (5-10% du coût total de fourniture du service) ou à une baisse du taux d'actualisation. En revanche, le classement est extrêmement sensible aux hypothèses de coûts des technologies et de leur installation.
- Les investissements dont le coût est très élevé pourraient potentiellement se justifier en termes de MDP, puisque les ordres de grandeur de coûts sont comparables à la ceux production de l'ultra-pointe (~800 – 1000€/MWh, source UFE).

D'une manière générale, en ce qui concerne la maîtrise de la demande d'énergie dans le secteur du bâtiment, on fait face à un vrai problème de financement. Selon, l'étude réalisée par l'UFE, les objectifs visés par le Grenelle couvrent un gisement de 275 TWh, les mesures en cours ne concernent que 100 TWh de ce gisement, et parmi le reste, seuls 54 TWh, soit près d'un tiers, correspondraient à des investissements que

pourraient réaliser de façon rentable et sans aide les consommateurs, pour un investissement privé total de 24 Mds€. 76 TWh sont encore accessibles à condition d'avoir une participation de l'Etat à hauteur de 70 Mds€ pour 60 Mds€ d'investissements privés. Enfin, il reste 45 TWh qui ne sont pas économiquement accessibles dans la mesure où il faudrait 408 Mds€ de complément public pour un investissement de 38 Mds€.

**Graphique 12 : Objectifs du Grenelle de l'environnement**



Source : UFE.

Au final, il semble qu'il soit nécessaire à la fois de procéder à un recensement des actions et des gisements, et de chiffrer leur coût dans le but de mieux cibler les actions et mieux dimensionner les politiques de soutien. La méthodologie utilisée pour estimer le coût doit être précisée, le taux d'actualisation ou la durée d'amortissement doivent être cohérents avec le comportement des ménages. Enfin, les coûts doivent mettre en évidence leur sensibilité à des variables tels que les prix des énergies primaires. Un investissement pourrait apparaître comme rentable dans un certain contexte mais pas dans un autre. La volonté à électrifier les usages par exemple, n'a de sens que si l'on conserve un mix électrique compétitif et peu carboné.

#### *Efforts de maîtrise de la pointe d'électricité dans les scénarios*

L'UFE a pris en compte dans les actions de maîtrise de la demande d'énergies retenues leur impact sur la pointe.

D'autres actions peuvent être menées pour agir sur la pointe, via l'incitation tarifaire introduisant un signal-prix horosaisonnalisé, ou encore le développement du réseau intelligent. L'UFE prend en compte l'impact des smartgrids et en particulier d'installation des compteurs intelligents dans le chiffrage des investissements de réseau, il est de l'ordre de 33 à 38 Mds€, mais ce chiffre couvre la mise à jour du réseau de distribution plus largement. Global Chance le prend également en compte mais n'isole pas le montant correspondant. Le CEA prend intègre quant à lui le coût de l'intermittence dans son évaluation des investissements de réseau mais ne précise pas s'il comprend le développement de smartgrids. A noter que le développement des smartgrids ne se limite pas aux compteurs intelligents, la gestion de certains usages comme le chauffage ou l'éclairage dans les bâtiments du tertiaire passe par une

---

amélioration de l'intelligence du système que l'on pourrait également considérer sous la dénomination smartgrids.

Certains scénarios font également appel à des technologies de stockage, par exemple Négawatt avec la méthanation, ces technologies ne sont pas toujours recrutées pour gérer le problème de la pointe hivernale nécessairement, mais elles agissent sur l'ensemble de la courbe de charge, leur coût devrait donc être évalué et pris en compte dans les investissements propre à la MDE ou aux réseaux.

Remarquons que certains usages comme les ballons d'eau chaude, ou la recharge des batteries des véhicules électriques en heures creuses sont également des formes de stockage.

▪ ***Les changements sociétaux apparaissent comme indispensables***

Quels que soient les objectifs de MDE visés, le simple investissement dans un appareil plus performant ne permettra pas forcément d'agir efficacement sur la demande. Il faut que le consommateur soit conscient des enjeux et adapte son comportement pour utiliser aux mieux les équipements et pour avoir une consommation la plus adaptée possible. Inversement, un des enjeux technologiques majeur des systèmes de demain est de rendre l'usage de ces nouvelles technologies le plus aisé possible.

*Secteur résidentiel-tertiaire*

Alors que les scénarios d'Enerdata prennent pour hypothèse un nombre de personnes par ménage de 2.27 en 2020 et de 2.2 en 2030 en cohérence avec les prévisions de l'INSEE (2006), le scénario Négawatt argumente en faveur d'une modification drastique du mode de vie qui commence par une stabilisation du nombre d'habitants par foyer, mais aussi une stabilisation des surfaces moyennes, l'accroissement du petit collectif et le ralentissement sensible de l'accroissement des surfaces du tertiaire. Avec un tel programme, associé à un effort d'isolation poussé à l'extrême et une diminution d'un facteur deux des consommations spécifiques d'électricité, le scénario aboutit à une diminution de 63 % de la demande en énergie finale du secteur par rapport à un scénario tendanciel.

Sans toutefois aller aussi loin, le scénario pointe du doigt la nécessité de faire évoluer les habitudes et les modes de consommation. Pour cela, il est nécessaire de développer une vraie campagne de communication pour sensibiliser les consommateurs. La réduction de la consommation ne passera pas uniquement par l'installation de matériels plus performants, il faut que les consommateurs fassent bon usage de ces appareils. Il faut également que le réseau intelligent fasse le lien entre la gestion des appareils et la problématique de la courbe de charge. A l'heure actuelle, la simple mise en place de compteurs intelligents ne sera pas suffisante, il faut organiser leur utilisation à l'aval.

En outre, on l'a vu, chaque action d'efficacité énergétique prise isolément peut ne pas être rentable économiquement, ni efficace du point de vue de la réduction de la consommation si elle n'est pas activée dans un contexte pertinent (chauffage avec convecteur électrique dans un logement mal isolé par exemple..). L'ADEME mène une réflexion autour du concept de bouquet d'actions d'efficacité et du bâtiment à énergie positive en particulier. Elle étudie notamment le concept d'ilot, qui permettrait des

gains sensibles d'efficacité énergétique en mutualisant les investissements sur plusieurs logements, qui en partageraient par ailleurs le bénéfice. Ce concept pose aujourd'hui des problèmes d'ordre juridique dans l'obtention des permis de construire par exemple compte tenu de la pluralité des parties prenantes, et d'ordre pratique dans l'organisation des échanges d'énergie entre les différents points de l'îlot. En outre, une évolution des labels et de réglementations seraient sans doute nécessaires pour favoriser leurs émergences.

#### *Secteur des transports*

Le secteur des transports étant particulièrement émetteur, on pourrait vouloir provoquer un transfert vers le transport ferroviaire pour le transport de personnes ou de marchandises. Cela n'aurait cependant de sens que si l'on conserve un mix électrique décarboné et fortement compétitif. La même réflexion est à mener pour le véhicule électrique qui, par ailleurs, ne sera pas sans impact sur la pointe électrique, la gestion de la recharge d'un important parc de véhicules ne devra être menée indépendamment de ces aspects.

Comme pour le secteur résidentiel, une évolution des comportements pourrait également être génératrice d'économies d'énergie, à commencer par les limitations de vitesse, une conduite éco-responsable et privilégier les transports en commun ou le covoiturage. Mais ici encore, le scénario Négawatt va plus loin en imaginant un nouvel aménagement du territoire, qui permettrait la réduction de la distance parcourue de 25 % par habitant et par an, avec un espace plus dense et des distances de fait plus courtes, reposant sur le développement du télétravail, du commerce en ligne, des petits véhicules électriques en auto-partage, des taxis collectifs. D'ailleurs cette évolution de la mobilité est indispensable au déploiement du véhicule électrique qui rencontrera des difficultés s'il est cantonné à son usage interurbain, les ménages n'ayant pas forcément les moyens d'avoir plusieurs voitures.

#### *Secteur de l'industrie*

Les évolutions sociétales à imaginer pour améliorer les économies d'énergie dans le secteur industriel sont à chercher dans les effets de synergie entre secteurs.

La solution propre à Négawatt repose sur la réduction pure et simple de ce secteur. En favorisant la remise en état de marche au lieu du simple remplacement des produits et en cessant de dimensionner les équipements au plus juste pour que les durées de vie restent limitées, on réduit le nombre de produits à fabriquer. A ces baisses de produits fabriqués s'ajoutent des gains sur l'ensemble des procédés notamment grâce au recyclage des matériaux.

Il semble en effet indispensable de viser la diminution de la consommation par l'effort de sobriété de la société, en revanche, les hypothèses avancées par Négawatt bien qu'intéressantes pour une étude de cas, ne sont pas cohérentes avec l'horizon de temps étudié. Les habitats seront encore là en 2050 et il faudrait se placer à un horizon de temps beaucoup plus éloigné pour envisager de telles modifications de la société. En outre, cet effort ne serait pas spontané. Il faudra développer des politiques d'information et de sensibilisation, associées à des politiques d'incitation qui pourraient être coûteuses. Il faudrait accompagner cette transition afin qu'elle ne pèse pas trop sur l'économie en modifiant à la fois la structure de la demande et de l'offre trop brutalement. Ainsi, une réduction du secteur industriel n'apparaît pas fournir le

contexte idéal pour faire face aux investissements nécessités par de tels bouleversements. Mais même sans aller jusque-là, l'éducation des agents et leur sensibilisation est nécessaire, quel que soit le scénario, à l'efficacité de toute action pour la réduction de la demande d'énergie.

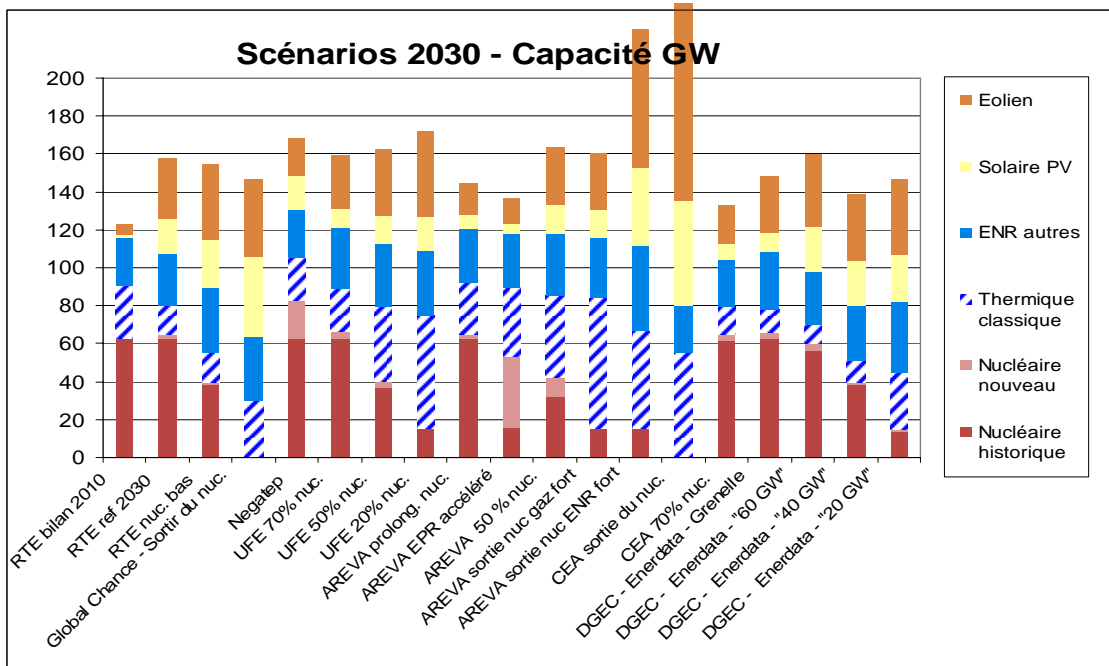
## 2. Comparaison économique par les coûts complets

Les différents scénarios évalués sont ceux de RTE, des associations « Sortir du nucléaire » et « Négatep », de l'UFE, d'AREVA, du CEA et de la DGEC-Enerdata. Le scénario « Négawatt » n'est décrit que dans ses hypothèses physiques (c'est d'ailleurs le seul scénario à ne fournir que des données de production et les capacités ont été reconstituées ici à partir des durées d'utilisation de RTE).

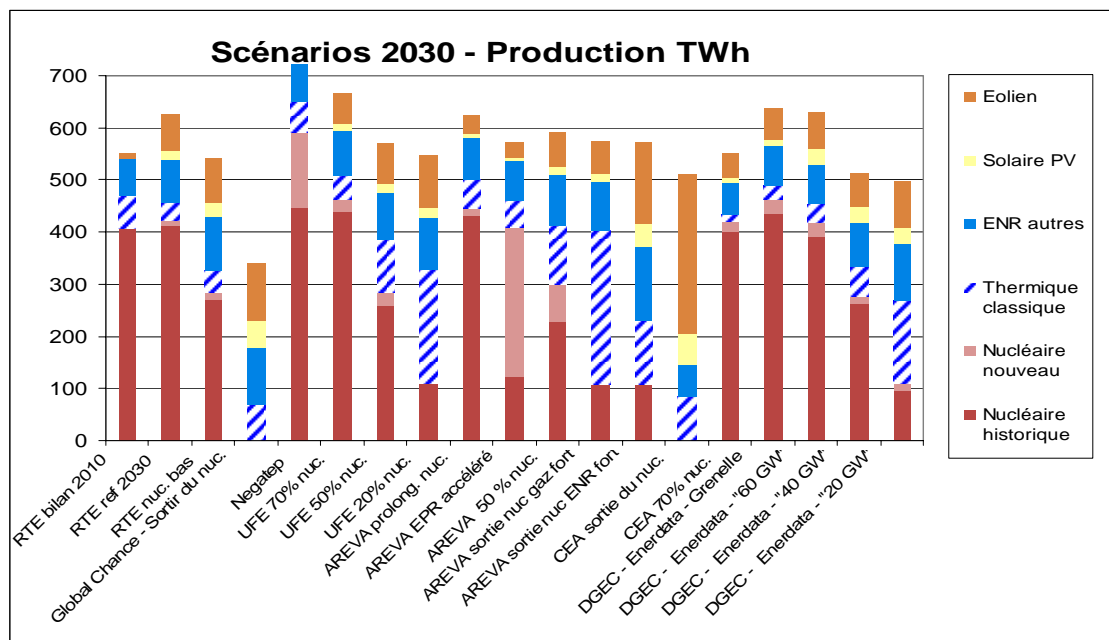
### 2.1. Les données physiques

L'histogramme des capacités et de la production annuelle des différents scénarios étudiés déjà présentés au chapitre 4 sont reproduits ci-dessous.

**Graphique 13 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de capacités (en GW)**



Graphique 14 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de production (TWh)



## 2.2. Méthodologie

Evaluer des scénarios sur la simple base des chroniques d'investissements futurs à réaliser n'offre qu'une vue partielle des équations économiques à résoudre pour un investisseur. Certains moyens de production sont en effet très capitalistiques (ENR, nucléaire), tandis que le coût complet d'un CCG (Cycle Combiné Gaz) est constitué aujourd'hui pour près des  $\frac{3}{4}$  par le coût du combustible.

Pour prendre l'exemple de l'Allemagne, la banque publique KfW a estimé en août 2011 le montant des investissements nécessaires à la transition énergétique de ce pays d'ici 2020 à environ 250 milliards d'Euros<sup>1</sup>, chiffre qui a circulé très largement en France. Sur cette somme, près de 145 Mds € seront consacrés au développement de l'électricité renouvelable et plus de 60 Mds € à la chaleur renouvelable. Seuls 5,5 à 10 Mds € devraient, selon la banque KfW, être destinés à l'installation de 10 GW supplémentaires de centrales thermiques (essentiellement des centrales à gaz). Ces CCG, qui comptent très peu en investissement, vont cependant coûter par an au pays, en gaz consommé, plus de 3 Mds € supplémentaires, aux conditions économiques actuelles<sup>2</sup>.

Une évaluation sur la base des coûts complets (c'est-à-dire intégrant en sus des coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et maintenance ainsi que les coûts

(1) Voir par exemple la note datée du 5 octobre 2011 du Ministre Conseiller pour les Affaires Economiques et Financières à Berlin.

(2) CCG avec un rendement de 58 % et un fonctionnement de 6000 heures par an, prix du gaz 12\$/Mbtu.

des combustibles<sup>1)</sup> est donc un indicateur supplémentaire intéressant et permettant une comparaison économique pertinente. L'année retenue est 2030, assez proche pour que la structure des coûts observés aujourd'hui ait des chances raisonnables de pouvoir s'appliquer<sup>2)</sup>, mais assez lointaine pour que la photo d'une année « en régime de croisière » puisse être prise. Cette méthode est très proche de celle retenue par l'UFE (Union Française de l'Electricité) dans son étude d'août 2011.

La méthodologie ainsi que les précautions d'usage compte tenu en particulier de la grande incertitude qui règne, ont été décrites en détail dans le chapitre 5, ainsi que les hypothèses de coûts par filière qui sont rappelés ci-dessous.

### 2.3. Hypothèses générales

**Tableau 12 : Hypothèses de coûts complets par filière**

<i>Filière</i>	<i>Coût complet</i>
Charbon	60 €/ MWh
Hydraulique	55 €/ MWh
Thermique ENR	100 €/ MWh
Eolien Onshore	70 €/ MWh
Eolien Offshore	110 €/ MWh
PV	160 €/ MWh

**Tableau 13 : Hypothèses sur le coût du nucléaire**

<i>Nucléaire</i>	coût nucléaire bas	coût nucléaire haut
Nucléaire nouveau	55 €/ MWh	75 €/ MWh
Nucléaire historique	35 €/ MWh	43 €/ MWh

**Tableau 14 : Coûts selon les hypothèses de prix du gaz**

	prix du gaz bas	prix du gaz haut
<i>prix du gaz</i>	<i>9,7 \$/MBtu</i>	<i>12,6 \$/MBtu</i>
CCG (Gaz) 7000 heures	57 €/ MWh	70 €/ MWh
CCG (Gaz) 2500 heures	78 €/ MWh	91 €/ MWh
Moyens de pointe	200 €/ MWh	240 €/ MWh
Cogénération fossile	100 €/ MWh	120 €/ MWh

Les CCG fonctionnent 7000 heures quand ils remplacent du nucléaire en base et 2500 heures quand ils viennent en backup des ENR intermittentes ou pour assurer la semi-base. Le prix du CO<sub>2</sub>, **50 €/MWh**, ne fait pas l'objet de variantes.

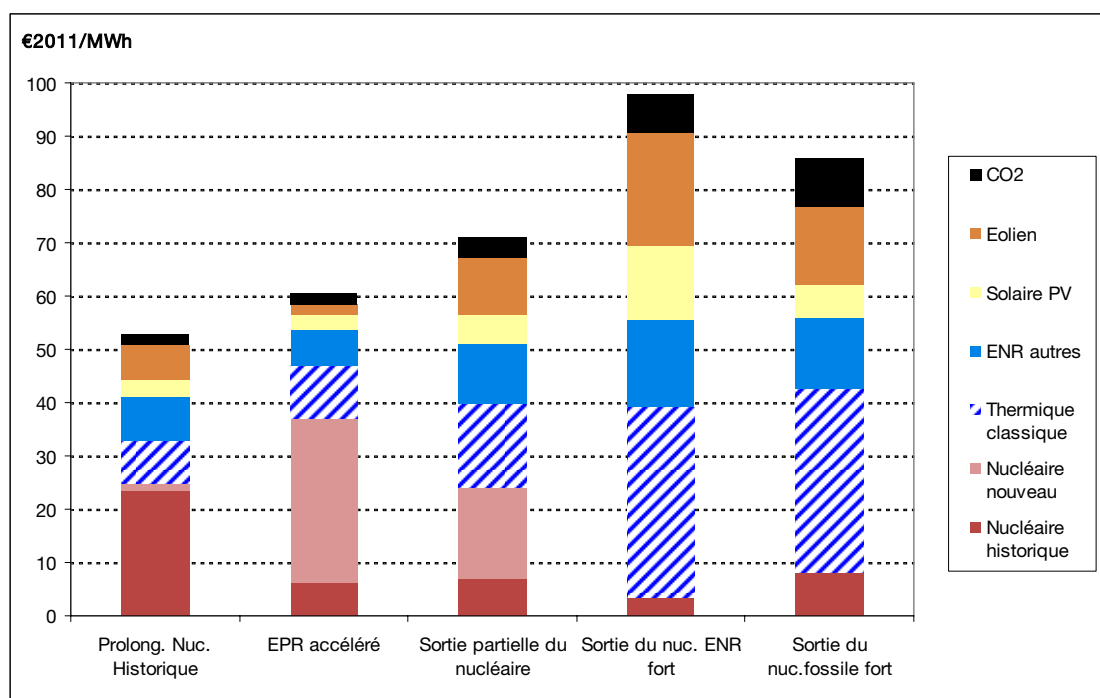
(1) Ce sont des coûts de centrales « sur étagère », comme ceux qui peuvent être évalués dans des exercices de type Coûts de référence de la DGEC ou encore de l'OCDE.

(2) En 2050, la plupart des experts auditionnés ont reconnu qu'un exercice d'évaluation économique était aventureux.

## 2.4. Résultats

- Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut »

Graphique 15 : Coûts complets des options  
Coût du nucléaire bas et prix du gaz haut



La hauteur de chaque barre de l'histogramme correspond au coût moyen du MWh pour le scénario, dont la valeur numérique est donnée dans le tableau ci-dessous, qui affiche également le coût total annuel des moyens de production du scénario, en milliards d'€. Cette valeur est à rapprocher de la production totale correspondant au scénario et ne doit pas être utilisée sans y faire référence, ni sans être associée aux autres coûts déjà cités comme celui des réseaux ou des mesures d'efficacité énergétiques éventuelles.

Tableau 14 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	51,0	60,0	104,9	50,3	53,6	67,9	86,8	53,7	62,8
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdat a - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	70,3	83,2	91,4	92,3	47,0	48,2	54,6	60,5	78,8

La part de chaque filière indique son poids dans la composition de ce coût. On remarquera par exemple que l'hydraulique, dont le coût et la production sont presque identiques pour tous les scénarios, a une part plus forte dans le scénario « Sortir du



nucléaire », la consommation totale étant plus faible que pour les autres scénarios, et, à l’opposé, elle est moins importante dans le scénario « Négatep ».

Sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire, et principalement de nucléaire historique ont les coûts moyens de production les plus faibles. Les scénarios préférant développer des CCG plutôt que des ENR apparaissent plus avantageux, même si l’écart se réduit par la prise en compte du coût du CO<sub>2</sub> émis.

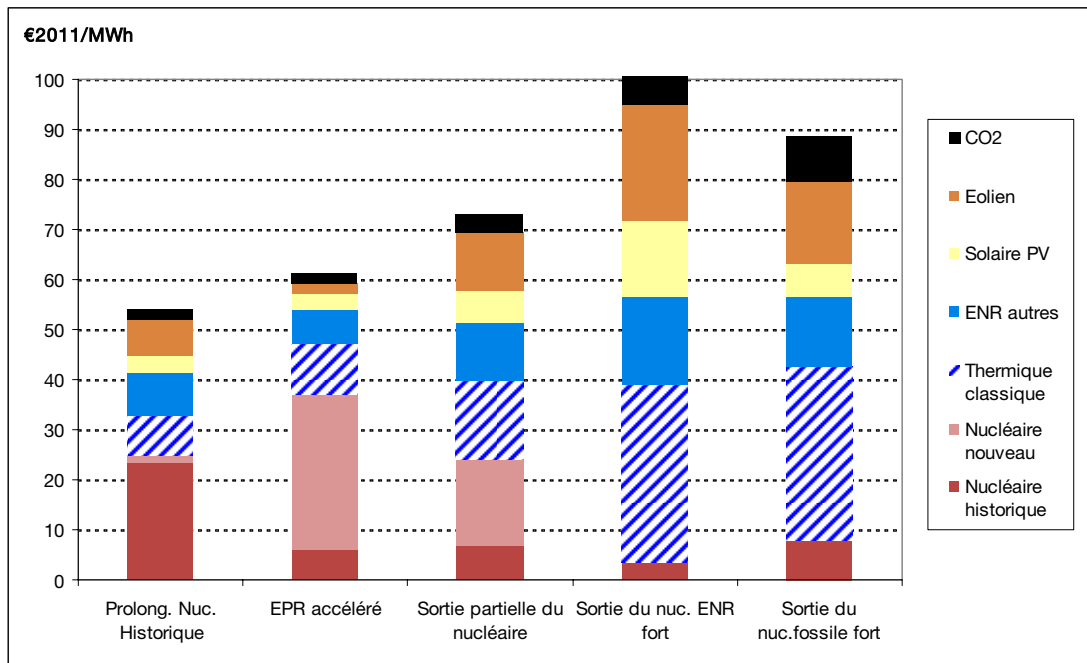
▪ **Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut – ENR haut »**

Cette variante est obtenue en augmentant le coût de toutes les ENR de 10%. Pour mémoire, les hypothèses de coûts des filières ne prennent pas en compte les coûts de raccordement, qui peuvent s’avérer très élevés pour l’éolien, en particulier en mer (20 €/MWh environ pour l’UFE).

**Tableau 15 : Tableau récapitulatif**

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	52,5	62,5	111,0	50,8	54,8	69,9	89,4	54,6	63,6
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdat a - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	72,1	84,9	95,9	99,3	48,1	49,4	56,4	62,8	82,1

**Graphique 16 : Coûts complets des options  
Coût du nucléaire bas, prix du gaz haut, et coût des EnR haut**

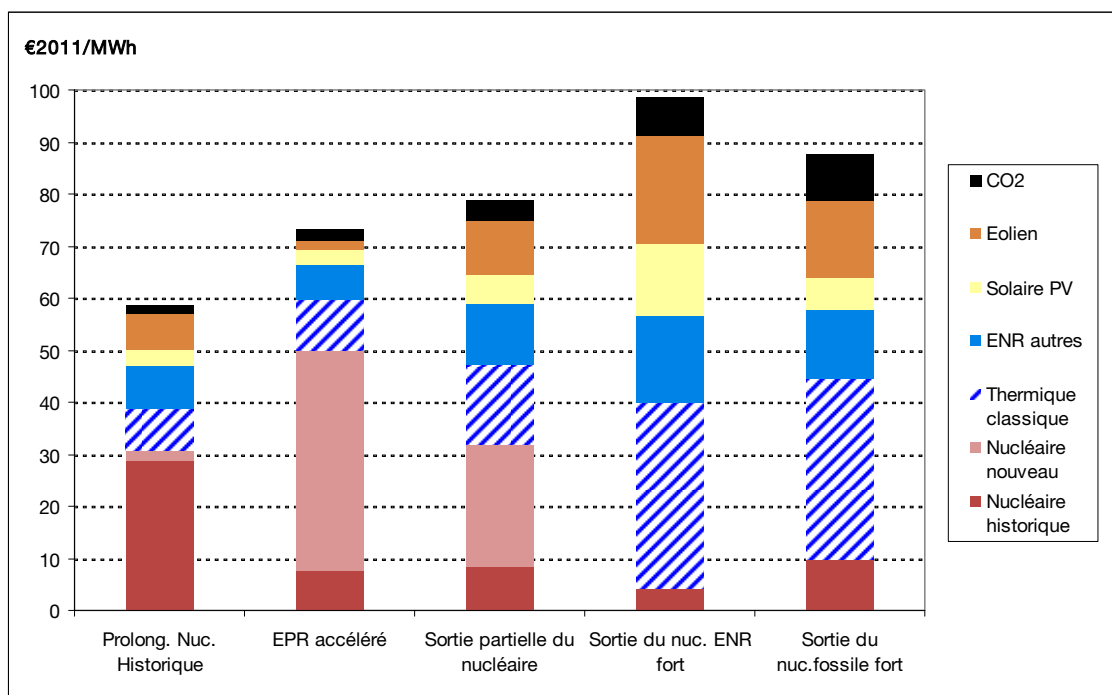


▪ Résultats « coût du nucléaire haut - prix du gaz haut »

Tableau 16 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	56,6	64,5	104,9	58,5	59,5	72,4	88,4	59,6	74,6
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdat a - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	75,8	84,7	92,9	92,3	53,6	54,5	60,4	65,1	80,9

Graphique 17 : Coûts complets des options  
Coût du nucléaire haut et prix du gaz haut



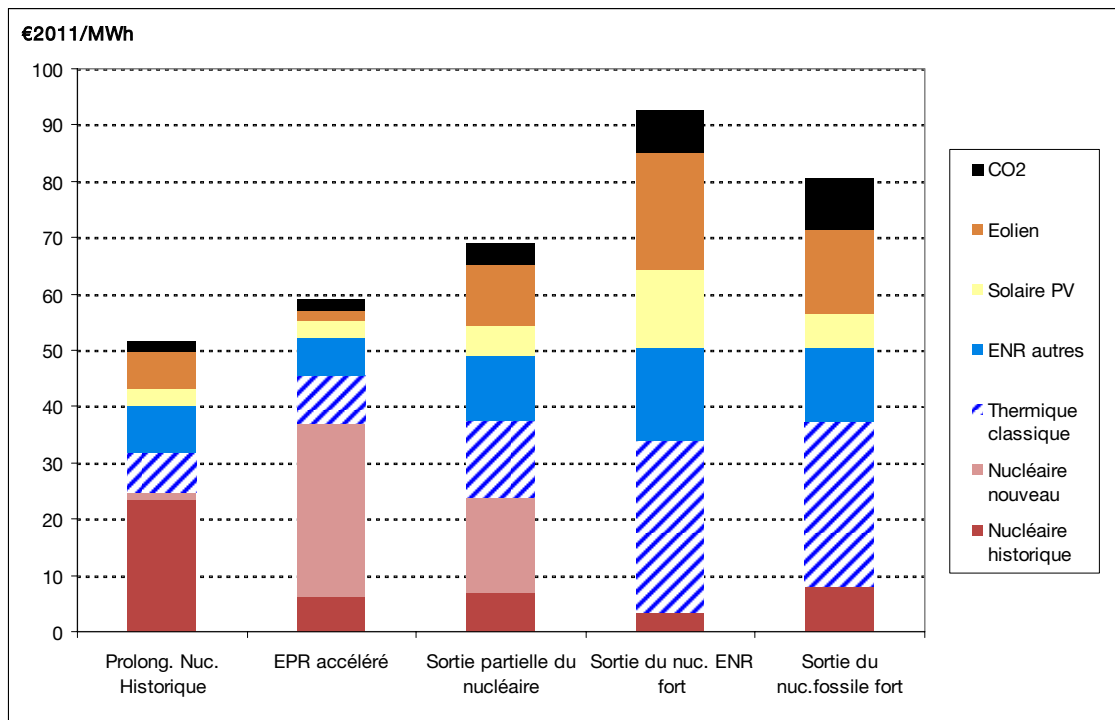
Toujours sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire historique restent les plus avantageux, aucune filière n'ayant des coûts de production inférieurs à 49 €/MWh. Le coût du nucléaire en développement devenant proche de celui des CCG, les scénarios AREVA « EPR accéléré » et « sortie du nucléaire, gaz fort » pourraient présenter des coûts moyens assez similaires, si le deuxième scénario n'était pas pénalisé par un fort pourcentage d'ENR.

▪ Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz bas »

Tableau 17 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	50,3	59,1	100,2	49,0	52,5	65,5	81,1	52,0	61,1
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdat a - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	67,4	76,0	87,7	90,1	46,7	47,7	53,9	59,4	75,4

Graphique 18 : Coûts complets des options  
Coût du nucléaire bas et prix du gaz bas



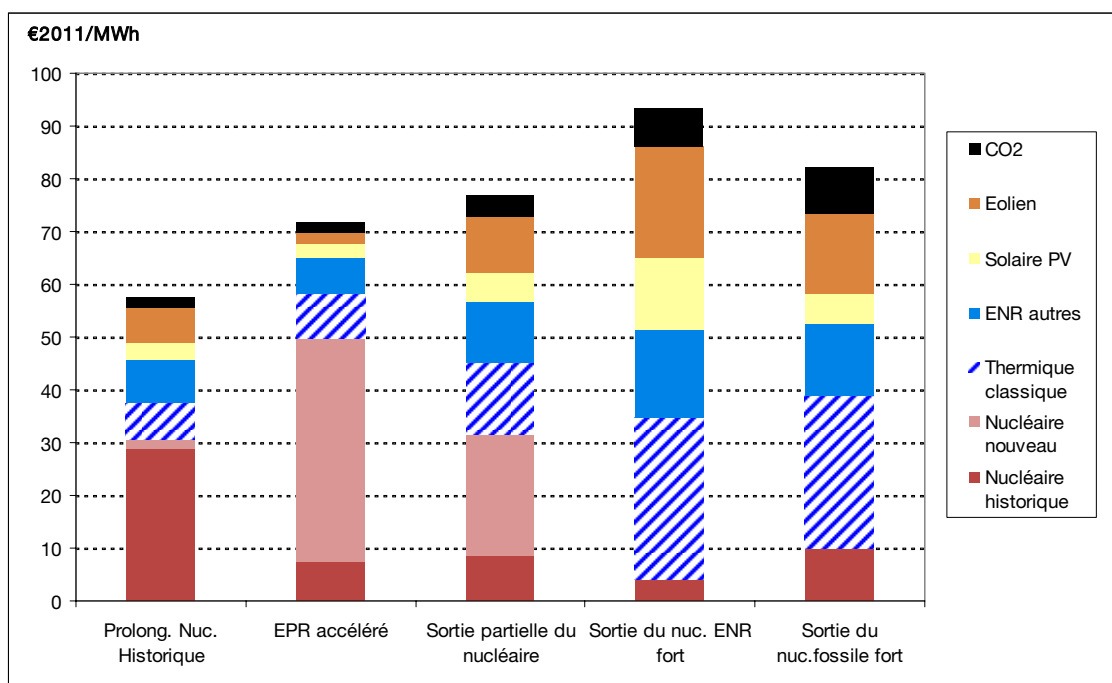
Avec des coûts du nucléaire historique dans le bas de la fourchette, même avec du gaz à un prix plutôt économique, il reste intéressant de prolonger les tranches en fonctionnement. Par contre le nucléaire en développement se retrouve en compétition avec le gaz, même si l'on intègre sa composante CO<sub>2</sub>, et le critère de sélection entre les deux filières est à rechercher ailleurs (disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, ...). Les scénarios avec une forte proportion d'ENR comme « Sortir du nucléaire » et « AREVA ENR fort » voient leurs coûts moyens baisser très modérément, malgré leur parc de CCG conséquent.

▪ Résultats « coût du nucléaire haut - prix du gaz bas »

Tableau 18 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	56,0	63,6	100,2	57,2	58,4	70,0	82,7	57,9	72,9
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdat a - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	72,8	77,5	89,2	90,1	53,2	54,0	59,7	64,0	77,5

Graphique 19 : Coûts complets des options  
Coût du nucléaire haut et prix du gaz bas





## Annexe 3

# Technologies : coûts et diffusion

Cette annexe a pour objectif de présenter les technologies d'offre et de demande dans le secteur de l'énergie, en précisant leur stade de maturité actuel et leurs perspectives de développement. On s'intéresse en particulier à l'identification des verrous technologiques ou des paramètres susceptibles d'entraîner une hausse ou une baisse des coûts. Le positionnement et les perspectives propres aux filières françaises sont étudiés en Annexe Filières.

## 1. Offre d'énergie

### 1.1. La spécificité du vecteur électricité

Pour les différentes technologies d'offre accessibles aujourd'hui, c'est-à-dire : technologiquement matures et diffusées à l'échelle industrielle, il est possible d'obtenir des fourchettes de coûts<sup>1</sup>. Une estimation précise de ces coûts reste délicate car ils sont sensibles à de nombreux paramètres tels que les hypothèses de calculs (taux d'actualisation pour les technologies très capitalistiques comme le nucléaire, éolien, photovoltaïque), les prix des combustibles pour les technologies qui en sont très dépendantes (centrales à gaz ou à charbon) et du carbone, ou encore le facteur de charge (taux d'utilisation). Les coûts obtenus sont donc très variables même au sein d'une zone relativement homogène comme l'Europe (cf. graphique ci-dessous). Le second graphique met en évidence la structure des coûts selon les technologies, on peut ainsi repérer au premier coup d'œil les technologies qui seront

---

(1) Les coûts auxquels on fait référence sont les coûts de production dits « complets » (ou coûts moyens actualisé CMA, levelized cost of electricity LCOE ou encore coûts marginaux de long terme CMLT). Ils correspondent à « la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisés par la production totale ajustée à sa valeur temps économique » (AIE). Une autre façon de considérer ce coût est de dire qu'il est égal au prix de la production qui serait en péréquation avec la valeur actualisée des flux de trésorerie et qui serait constant dans le temps. Il intègre donc les dépenses opérationnelles et le coût d'investissement.

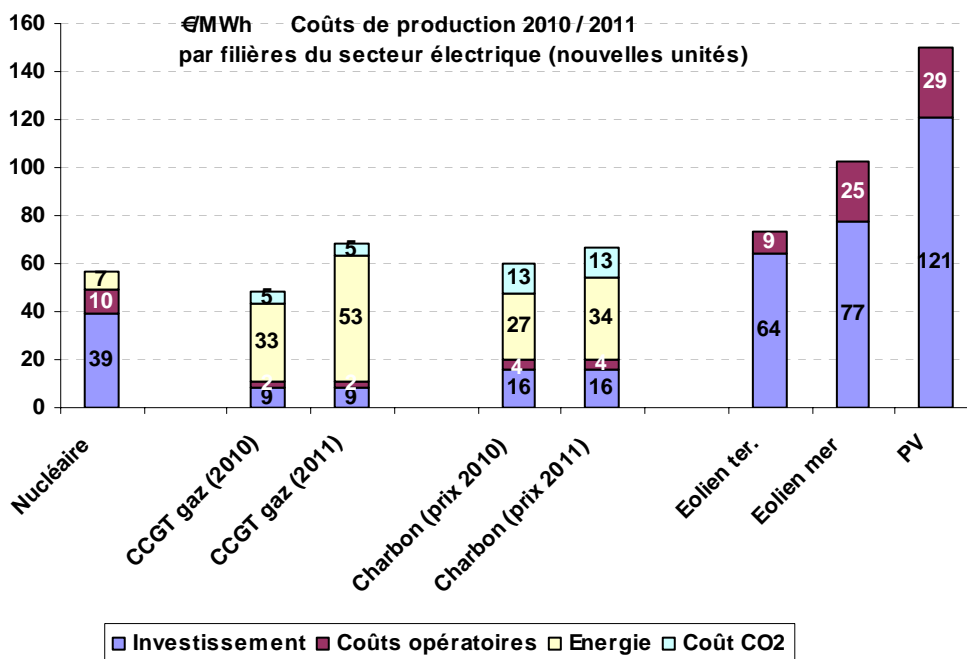
plus sensibles à des contraintes de financement et celles qui seront plus sensibles à la variation des prix des combustibles par exemple.

**Graphique 1 : Exemple de variation des coûts de production pour certaines technologies au sein de l'Europe (5 % de taux d'actualisation)**



Source : Coûts prévisionnels 2010 (OCDE)

**Graphique 2 : Exemple de reconstruction de la structure des coûts complets des moyens de production d'électricité traditionnels en €/MWh**



Source : à partir WEO 2011<sup>1</sup>

A ceci s'ajoute le fait que ces coûts évoluent au cours du temps (rendements d'échelle, courbe d'apprentissage, variations des prix des composants ou des combustibles ou encore du carbone..) et ne prennent pas en compte toutes les formes d'externalités, il est donc délicat de juger de la compétitivité des différentes technologies émergentes ou même existantes sur le moyen terme.

Ainsi, pour les énergies renouvelables intermittentes par exemple, ce coût n'intègre pas les surcoûts liés à l'insertion massive de sites de production d'électricité intermittente sur un réseau pas toujours dimensionné pour accepter les montées en tension occasionnées. Il ne prend pas non plus en compte le développement

(1) Taux d'actualisation 8%, coûts d'investissement, nucléaire : 3000 €/kW, CCG : 680 €/kW, charbon : 1600 €/kW, éolien : 1200 €/kW, durée de construction du nucléaire 7 ans, facteur de charge 7400 heures (85%), sauf éolien à terre 2100 heures et en mer 3000 heures, PV 1100 heures. Données prix : prix du gaz 19 €/MWh(2010) et 31 €/MWh(2011), charbon 74 €/tonne et 93 €/tonne, CO2 14 €/tonne.

nécessaire de centrales thermiques réactives dites de *back-up*, qui doivent pouvoir faire face à un déficit imprévu de la production d'électricité d'origine intermittente et permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Autre limite à la comparaison ou à l'interprétation de ces coûts : le calcul repose sur l'hypothèse d'un facteur de charge constant dans le temps, sans internaliser l'impact sur les durées d'appel d'une modification importante du mix électrique. Cet aspect concerne surtout les centrales thermiques qui pourraient voir leur rentabilité diminuer si leur utilisation moyenne était réduite par une pénétration importante d'énergies renouvelables intermittentes à la production fatale. De même, le facteur de charge des énergies renouvelables intermittentes peut diminuer en raison de la saturation des gisements les plus rentables en termes de vent ou d'intensité lumineuse, sauf si les progrès technologiques permettent d'accéder à de nouveaux gisements intéressants.

Les perspectives d'évolution des coûts dans le temps reposent également sur des hypothèses d'apprentissage et de progrès technique combinées à des hypothèses d'évolution des prix des matières premières.

La comparaison des coûts complets de différentes installations de production est riche d'enseignements mais ne doit cependant pas être réalisée sans précaution. En toute rigueur, elle devrait notamment prendre en compte les perspectives d'évolution du mix et les différenciations géographiques, ainsi que toutes les externalités citées précédemment. De plus, elle n'a de sens que lorsque les installations sont utilisées pour rendre un même service (par exemple : fournir une électricité de base, semi-base ou pointe).

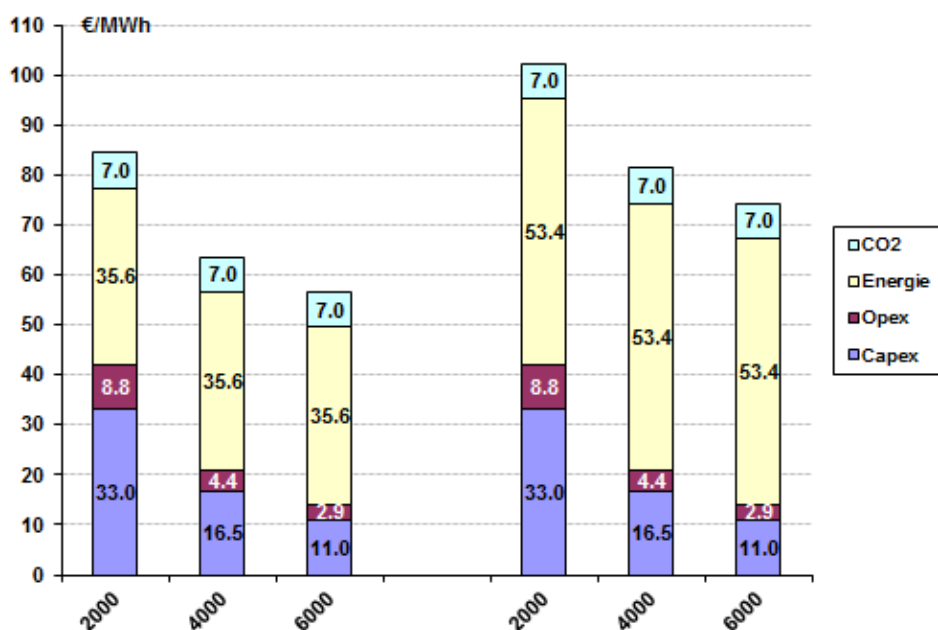
Il ne sera pas possible ici de mener une étude aussi poussée, mais on peut néanmoins relever les caractéristiques et enjeux propres aux différentes technologies dans le but d'évaluer le degré d'optimisme ou de pessimisme des scénarios analysés dans leur traitement du progrès technologique.

Parmi les différentes technologies de production de l'électricité aujourd'hui matures ou proches de la maturité technique et économique, on retrouve les centrales nucléaires, les centrales thermiques à charbon supercritique et les centrales à cycle combiné dont on peut espérer une amélioration des rendements en progressant sur les matériaux ; mais aussi l'hydraulique, l'éolien terrestre et la géothermie (en cas de gisement approprié). Le photovoltaïque, l'éolien offshore, les énergies renouvelables marines, les centrales thermiques équipées de dispositifs de captage et stockage de dioxyde de carbone ne parviendront pas à maturité économique avant 2030.

- **Les centrales thermiques au gaz restent très compétitives et indispensables à court terme, mais leur compétitivité peut être remise en cause en fonction de certains paramètres**

La compétitivité des centrales thermiques au gaz repose en grande partie sur le prix du combustible, sur le surcoût occasionné par le paiement des émissions de CO<sub>2</sub> et sur la durée de fonctionnement de l'installation en moyenne dans l'année.

Graphique 3 : Coûts de production CCG pour un prix du gaz à 8 ou 12<sup>1</sup> \$/Mbtu, un prix de la tonne CO<sub>2</sub> à 15 €/MWh et pour des durées d'appel de 2000/4000/6000h, calculs réalisés à partir des données du WEO 2011



Source : AIE (WEO 2011)

On voit par exemple que le coût complet de production d'électricité par un cycle combiné à gaz, pour une durée d'appel d'environ 4000 heures et un prix du gaz à 12 \$/Mbtu, se situe aux alentours de 80 €/MWh. Ce coût est très sensible au prix du gaz, il dépasse les 100 €/MWh si la centrale tourne seulement 2000h, mais son coût n'est pas très significativement différent entre 4000 et 6000h de fonctionnement.

Ceci explique notamment la différence de coût de production d'un cycle combiné aux États-Unis comparé au même cycle combiné fonctionnant en Europe. En effet, le gaz est aujourd'hui très abordable aux États-Unis, grâce au développement massif des gaz de schiste, et le restera certainement pour une dizaine d'années. Ainsi, aux États-Unis le prix du gaz se situe depuis 2009 entre 3 et 4\$/Mbtu, pour 8 à 12 \$/Mbtu en Europe.

La convergence entre les marchés gaziers européen et américain ainsi que la baisse des prix qui en découlerait en Europe, ne sont pas très probables. En effet, ceci ne pourrait avoir lieu que si le gaz américain était exporté vers l'Europe sous forme de GNL ou encore si l'Europe exploitait ses propres ressources de gaz non conventionnels. Or la liquéfaction du gaz en provenance des États-Unis renchérirait son prix et le rapprocherait du prix du gaz sur le marché européen. De plus, selon les

(1) Le prix du gaz en Europe est susceptible de baisser en dessous des prix historiquement élevés de 12 \$/Mbtu en 2011. Tout dépendra des renégociations des contrats long terme pour intégrer une part plus importante de gaz spot (marché de court terme). Des prix élevés du pétrole seraient de nature à favoriser une telle évolution. Un prix compris entre 8 et 10 \$/Mbtu correspondrait, si on exclut d'éventuelles tensions jouant sur les prix, à un prix d'équilibre envisageable. Un tel niveau de prix permettrait le développement des projets d'importation les plus coûteux, voire des gaz non conventionnels européens à terme.



scénarios de l'AIE et de Total, les États-Unis verront plutôt un intérêt à valoriser au maximum cette ressource nationale plutôt qu'à l'exporter. D'autre part, l'exploitation des gaz de schiste en Europe, si elle se développait, permettrait le maintien d'un prix stable et l'assurance de la sécurité en approvisionnement mais ne serait vraisemblablement pas non plus à même d'entraîner une importante baisse des prix (cf 1.2).

Au coût du combustible, s'ajoute le coût du quota carbone pour les émissions de CO<sub>2</sub> en Europe. L'avenir des cycles combinés à gaz reposerait donc sur un prix du gaz bon marché dont l'approvisionnement serait assuré et sur le développement du captage et stockage du carbone<sup>1</sup> (CSC) en cas de forte augmentation du prix du quota dans les prochaines décennies, augmentation vraisemblablement nécessaire à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans sa feuille de route « Energies 2050 » de décembre 2011, la Commission Européenne souligne d'ailleurs l'interaction forte à terme entre la production d'électricité à partir de centrales à gaz et le déploiement des technologies CSC. En cas de déploiement réussi du CSC, on pourrait aussi revenir aux centrales à charbon si les prix relatifs des énergies le justifient et que le système de captage et stockage s'améliore.

- **Le captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC), une filière à fort potentiel faisant face à des défis techniques, économiques et sociétaux**

Notons que l'on sait déjà séparer le CO<sub>2</sub> pour le traitement du gaz naturel comme c'est par exemple pratiqué en Norvège où certains gisements de gaz naturel sont trop riches en CO<sub>2</sub>. On peut également vouloir récupérer du CO<sub>2</sub> pour l'injecter dans les champs en exploitation et obtenir un meilleur taux de récupération du pétrole (EOR).

On distingue aujourd'hui trois techniques de captage du CO<sub>2</sub> : la postcombustion<sup>2</sup>, l'oxycombustion<sup>3</sup> et la précombustion<sup>4</sup>. Les trois techniques sont connues et déployées dans le cadre de projets de recherche et de démonstration à l'échelle pilote. Un certain nombre de projets à caractère commercial (< 10) existent aujourd'hui dans le monde, liés dans la plupart des cas à l'extraction d'hydrocarbures, mais des verrous techniques et économiques s'opposent à leur diffusion à l'échelle industrielle. La pénalité énergétique associée aux procédés de captage et de compression (réduction du rendement de la chaudière de 8 à 10 points) ainsi que l'adaptation du dispositif de captage à la variation de charge des centrales peuvent être cités. L'enjeu réside également dans la réduction des coûts d'investissements liés à l'installation d'équipements de captage et dans l'acceptabilité de ces technologies

---

(1) Les techniques de captage, transport et stockage de carbone (CSC) désignent les procédés visant à séparer le dioxyde de carbone de ses sources d'émissions, majoritairement industrielles et énergétiques et à le transporter après purification et compression dans un lieu de stockage où il sera isolé de l'atmosphère sur le long terme. Ces procédés concernent non seulement le secteur de production d'électricité (centrales thermiques fonctionnant au charbon, au gaz naturel, à la biomasse ou au fuel) mais également des procédés industriels fortement émetteurs de CO<sub>2</sub> (sidérurgie, production de ciment, raffinage et autres).

(2) La post-combustion : les fumées résultant de la combustion sont traitées à l'aide de technologies telles que l'absorption, l'adsorption, la séparation membranaire ou la cryogénie afin d'en extraire le CO<sub>2</sub>.

(3) L'oxy-combustion : la combustion est réalisée en absence d'azote afin que les fumées soient riches en CO<sub>2</sub>, facilitant sa séparation.

(4) Précombustion (Reformage du gaz ou /Gazéification du charbon ou de biomasse couplée à un dispositif de captage du CO<sub>2</sub>) : le charbon combustible est converti en un gaz de synthèse composé essentiellement d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>. Celui-ci est récupéré, l'hydrogène peut ensuite être brûlé pour produire de l'électricité.

et notamment du stockage géologique *onshore* par les populations. Aucun des procédés n'est donc prêt pour un déploiement commercial avant 2020. La plupart des interlocuteurs rencontrés repoussaient d'ailleurs un déploiement massif du CSC à l'après 2030 : la faiblesse du prix du carbone ou l'absence de financement du projet de démonstration du CSC dans les anciens gisements gaziers de la Mer du Nord sont autant de facteurs qui expliquent ce délai, alors même que cette technologie est considérée comme clé par de nombreux pays souhaitant réduire leurs émissions de gaz à effet de serre tout en utilisant des ressources comme le gaz ou le charbon.

Une fois le CO<sub>2</sub> capturé, il faut le transporter et le stocker. Les solutions existantes pour transporter le CO<sub>2</sub> jusqu'au lieu de stockage sont principalement : le transport par canalisations sous forme supercritique ou par bateaux sous forme liquide. Ces techniques de transport sont déjà utilisées aujourd'hui de par le monde pour du CO<sub>2</sub> de qualité dite alimentaire ou comme au Canada sur le champ de Weyburn pour des usages EOR<sup>1</sup>. Il faut toutefois s'assurer que les propriétés des matériaux des canalisations et des réservoirs ne soient pas altérées en présence d'impuretés (eau, oxydes d'azote, oxydes soufrés..), disposer d'une bonne maîtrise de l'écoulement des fluides complexes et de moyens de détection fiables des fuites éventuelles pour assurer la sécurité du transport. Une fois acheminé jusqu'au site de stockage, le CO<sub>2</sub> est injecté dans un réservoir en profondeur.

Trois principaux types de formations géologiques sont à distinguer pour le stockage géologique : des gisements d'hydrocarbures en fin de vie, des aquifères salins impropres à toute utilisation agricole, ainsi que des veines de charbon inexploitées où le stockage du CO<sub>2</sub> peut être combiné à la production de gaz. Mais des difficultés persistent. Le stockage devant être efficace pour plusieurs siècles, on doit s'assurer de l'étanchéité du réservoir sur le long terme ainsi que de son inertie chimique au CO<sub>2</sub>. Les risques de fuite vont imposer des contraintes de surveillance sur le long terme. Il faudra s'assurer que l'environnement est bien préservé (nappe phréatique et micro-organismes). Dans ce but, la directive européenne 2009/31/CE transposée en droit français en 2011 établit un cadre juridique pour le stockage géologique pérenne de CO<sub>2</sub>, qui soit non nuisible à la santé humaine et à l'environnement. L'exploration et l'exploitation d'un site de stockage nécessitent ainsi une caractérisation exhaustive afin de s'assurer de son aptitude à accueillir du CO<sub>2</sub> de façon pérenne et sûre, et la mise en place d'un plan de surveillance permettant de détecter et de maîtriser des éventuelles fuites. Les difficultés rencontrées en Allemagne dans l'établissement d'un cadre juridique peuvent être citées comme exemple de l'enjeu que représente l'acceptabilité des populations. Concernant le coût du stockage, par analogie au stockage de gaz, il est aujourd'hui estimé de l'ordre de 1 à 20 € par tonne de CO<sub>2</sub> selon que le site de stockage est onshore ou offshore. Selon les estimations du BRGM, les aquifères profonds du bassin parisien représenteraient un potentiel théorique de stockage d'environ 20 à 30 milliards de tonnes. Néanmoins, ces estimations seront à affiner dans le cadre du déploiement des premiers démonstrateurs.

En France, Total a mis en œuvre un projet intégré de démonstrateur de CSC à l'échelle pilote à Lacq. Le Fonds Démonstrateurs de l'ADEME soutient trois projets dont la mise en place d'un démonstrateur de captage en postcombustion sur la centrale à charbon du Havre porté par EDF et Alstom, de nouveaux projets-candidats sont actuellement en instruction dans le cadre des Investissements d'Avenir.

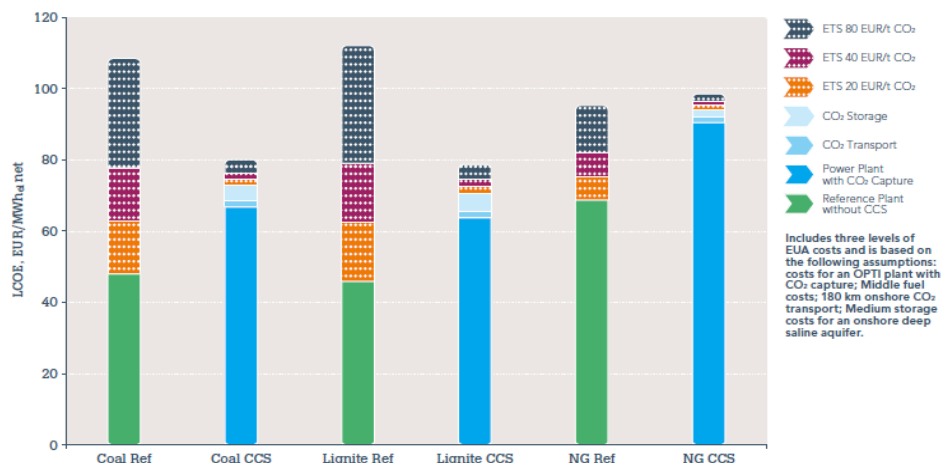
---

(1) EOR : Enhanced Oil Recovery.

ArcelorMittal pilote un projet de mise en place d'un démonstrateur de taille industrielle de CSC appliqué à la sidérurgie en Lorraine, en s'appuyant sur un consortium de sidérurgistes européens. Le projet fait partie des candidats au « NER 300 », fonds européen dans le cadre duquel plusieurs projets de démonstrateurs de grande envergure (> 250 MWe, stockage de 500 kT à 1MT de CO<sub>2</sub> par an) en Angleterre, aux Pays-Bas, en Italie, en Pologne et en Roumanie et au Danemark sont en cours d'instruction par les services de la Commission Européenne.

Au total, on voit dans le graphique suivant qu'au milieu des années 2020 le surcoût associé à la mise en place d'un procédé intégré de captage, transport et stockage sur une centrale thermique est évalué entre 20 et 35 €/MWh en fonction de la technologie considérée (centrale thermique au charbon, au lignite ou au gaz), le captage représentant la plus grande partie du coût (plus des deux tiers). Le coût correspondant de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée varie entre 35 à 90 €/tCO<sub>2</sub>. Selon le niveau de prix du CO<sub>2</sub>, investir dans le CSC pour une centrale thermique n'est pas forcément plus économique que de payer les pénalités d'émissions de CO<sub>2</sub>. Exemple, pour un prix du CO<sub>2</sub> à partir 35€/tCO<sub>2</sub> la centrale au charbon avec CSC est plus compétitive que la centrale au gaz naturel sans CSC.

**Graphique 4 : Coûts complets des systèmes CSC intégrés à des centrales thermiques de production d'électricité, en Europe, post 2020**



Source : Zero Emission platform

En résumé, le CSC fait figure de filière à fort potentiel de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, faisant face à des défis importants de nature économique, technique et sociétale. La feuille de route européenne « Energies 2050 » souligne son rôle essentiel dans la décarbonisation de la production électrique à l'horizon 2050 quel que soit le scénario retenu, tout en mentionnant comme enjeux prioritaires sa viabilité économique et sa faisabilité sociétale.

Une autre possibilité aujourd'hui envisagée en complément du CSC est la valorisation du CO<sub>2</sub>, à savoir son utilisation en tant que matière première. Le CO<sub>2</sub> est d'ores et déjà utilisé aujourd'hui soit directement, mais en faibles quantités, dans des procédés industriels spécifiques (production de fluides réfrigérants, solvants, gazéifiant de boissons...), soit transformé pour obtenir des produits chimiques (urée, méthanol, acide salicylique...). Une alternative au CSC serait donc de réussir à valoriser le CO<sub>2</sub> dans des produits à plus forte valeur ajoutée de façon compétitive tout en respectant l'environnement. Afin de prouver leur compétitivité, ces voies de conversion font pour

l'instant l'objet de recherches : conversion électrochimique visant à une hydrogénation du CO<sub>2</sub>, la conversion catalytique visant d'avantage au couplage du CO<sub>2</sub> avec d'autres molécules pour conduire à des carbonates organiques (batteries au lithium) ou polycarbonate, la conversion biocatalytique et biologique permettant l'utilisation d'algues ou d'enzymes. Toutefois, le bilan carbone associé aux différentes voies de valorisation du CO<sub>2</sub> mérite d'être analysé précisément puisque dans les procédés de valorisation, le CO<sub>2</sub> n'est généralement pas stocké de manière pérenne mais recyclé pour d'autres utilisations.

- **Les perspectives d'évolution des coûts des énergies renouvelables intermittentes sont orientées à la baisse**

### *Eolien*

La technologie éolienne est proche de la maturité et largement diffusée dans le monde avec 200 GW de capacités installés en 2011 dont plus de 6.6 GW en France. Le coût complet varie en général entre 70 et 80 €/MWh. Le différentiel de coût est en grande partie dû aux différences géographiques en matière de régime de vent. Aux États-Unis, on peut produire de l'électricité pour 50 €/MWh car il existe des zones bénéficiant de l'équivalent de 3 000h de vent pleine puissance. En Allemagne, on ne bénéficie que de 1 400h en moyenne, pour 2 100h en France. En France, le tarif d'achat pour l'éolien terrestre est fixé à 82 €/MWh hors surcoût lié à l'intermittence et au renforcement du réseau. On peut difficilement espérer des gains d'apprentissage notables pour une filière qui est déjà mature. Néanmoins, des progrès peuvent encore être faits sur la gestion des parcs et leur intégration au réseau par exemple, et des baisses de coûts peuvent être envisagées par effet d'échelle, c'est à dire en augmentant la puissance unitaire des éoliennes. On passerait d'éoliennes de 2-3 MW à des éoliennes de 5 MW, mais la taille de ces dernières pourrait poser des problèmes d'acceptabilité.

Aujourd'hui c'est la seule énergie renouvelable intermittente considérée comme compétitive par rapport aux technologies plus traditionnelles, mais en toute rigueur, il faudrait comparer des coûts complets intégrant les externalités (capacités de *back-up* nécessaires à la gestion de l'intermittence<sup>1</sup>, renforcement du réseau..).

En comparaison, l'éolien en mer, avec seulement 4 GW de capacité installée en 2011 dans le monde, dont aucune en France aujourd'hui, présente un fort potentiel de développement sur les plans techniques et économiques. Même si le coût complet en France aujourd'hui est bien supérieur au prix du marché de l'électricité (180 à 220 €/MWh<sup>2</sup> raccordement compris), une diminution de 20 à 25 % est attendue à l'horizon 2030. Les sources principales de progrès sont à trouver dans la baisse des

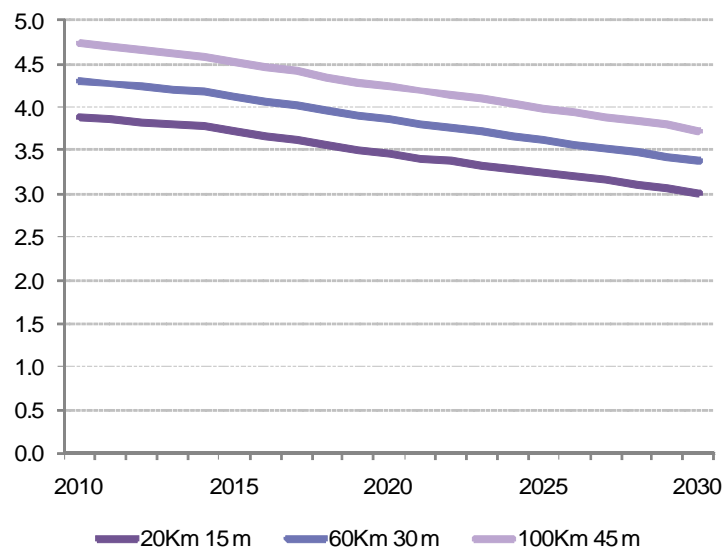
---

(1) Selon RTE, les surcoûts liés à l'intermittence et au renforcement du réseau en métropole n'auront pas d'impact pour l'éolien terrestre à horizon 2020 en France pour des capacités installées cohérentes avec les objectifs du Grenelle de l'environnement, mais des renforcements seront à prévoir pour garantir l'accueil des capacités éoliennes offshore à installer d'ici 2020. Par contre, pour des zones géographiques à plus forte pénétration de l'éolien, d'une manière générale et tant que les capacités de stockage ne sont pas accessibles économiquement, la variabilité de la production éolienne impose de prévoir des marges de sécurité en termes de puissance installée.

(2) Le dépouillement des réponses à l'appel d'offre de janvier 2012 devrait apporter plus de précisions sur ces chiffres qui sont très sensibles à la localisation et au potentiel en termes de vent, ainsi plus on s'éloigne des côtes plus le coût d'installation devient important en raison des fondations à construire et du raccordement au réseau terrestre à réaliser, mais à l'inverse, le facteur de charge augmente.

coûts par effet d'échelle dans la production des composants, une plus grande fiabilité réduisant la nécessité de maintenance et augmentant la disponibilité, ou encore le développement d'une technologie flottante pour les zones plus profondes. L'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes pourra également être un facteur de réduction des coûts : ainsi, des nouveaux modèles de grandes éoliennes sont en cours de déploiement avec une puissance pouvant aller jusqu'à 6 MW et des prototypes de 7, 8 et 10 MW sont annoncés par les constructeurs. Des éoliennes géantes sont également à l'étude (10 à 20 MW). Concernant leur raccordement, une fois les câbles *offshore* des premières fermes installés, les nouvelles fermes peuvent utiliser ces mêmes infrastructures, ce qui permet une mutualisation des coûts de transport et donc une plus grande rentabilité des investissements.

**Graphique 5 : Réduction de coûts attendu pour l'Eolien Offshore (en us\$/W installé), en fonction de la distance aux côtes et de la profondeur des fonds**



Source : Bloomberg Energy Finance – Nov 2011

### Photovoltaïque

Il existe deux procédés principaux pour transformer l'énergie solaire en électricité : les cellules photovoltaïques qui convertissent directement le rayonnement en électricité et les centrales solaires thermodynamiques à concentration qui utilisent la chaleur du rayonnement pour produire de l'électricité à l'image des centrales thermiques classiques.

Le solaire photovoltaïque regroupe différentes technologies : silicium cristallin, couches minces, PV organique. Le silicium cristallin présente des rendements entre 15 et 20 % avec un coût du module dont l'objectif est de passer sous les 0,5 €/Wc. A noter que le raffinage du silicium consomme beaucoup d'électricité et dégrade le bilan carbone de l'électricité d'origine photovoltaïque si le mix de production d'électricité du pays producteur est très carboné. La technologie des couches minces progresse, et l'utilisation de moins de matière devrait permettre de diminuer des coûts. En revanche, la performance est moins intéressante puisque les rendements sont plus faibles (de l'ordre de 8 à 12 % aujourd'hui), mêmes s'ils pourraient être améliorés à l'avenir (15-17 % en 2030). De plus, cette technologie fait appel à des matériaux

toxiques ou stratégiques (terres rares). Le PV organique en est encore au stade de la recherche avec des rendements de 4 à 6 % en laboratoire et une durée de vie très limitée.

Le photovoltaïque a fait l'objet de politiques de soutien dans de nombreux pays, qui ont eu tendance, récemment, à revoir à la baisse leurs subventions suite aux importantes baisses de coûts enregistrées par les installations ces dernières années. En France, les tarifs d'achat pour le photovoltaïque se situent aujourd'hui entre 220 et 380 €/MWh pour l'intégré au bâti<sup>1</sup>. Pour les centrales au sol, il existe un tarif à 110 €/MWh, complété par un dispositif d'appel d'offre qui pourrait voir émerger des tarifs plus élevés. Le coût total du système est composé environ pour moitié par le coût du module et pour moitié par le coût des composants du système photovoltaïque à l'exception du module (ces composants sont regroupés sous le terme de Balance of System ou BOS et comprennent l'onduleur, les supports et fixations, le câblage électrique, les équipements de protection, et le cas échéant les dispositifs de stockage). Bien qu'il ait déjà beaucoup baissé par le passé, le coût du module pourrait encore diminuer, c'est ce qui est d'ailleurs avancé par de nombreux experts et notamment par l'AIE. Quelle que soit la filière technologique considérée, on peut espérer des baisses de coûts liés à une baisse des quantités de matériaux utilisées et de leur prix, à une amélioration des rendements et à une amélioration des procédés de production.

Par exemple, les progrès escomptés dans la filière silicium cristallin visent notamment à diminuer la quantité de silicium utilisé en réduisant l'épaisseur de la cellule, sans pour autant perdre en absorption grâce à l'utilisation de réflecteurs en face arrière et plus tard de technologies permettant la rediffusion des photons. Ce qui pourrait en outre augmenter le rendement. On cherche aussi à réduire la consommation énergétique des procédés de purification du silicium et à le temps nécessaire à sa cristallisation, plus on prend le temps et plus la cristallisation est de qualité, il faudrait pouvoir arriver à la même qualité plus rapidement. En outre, pour toutes les technologies, on peut améliorer le rendement en faisant appel à l'hétérojonction<sup>2</sup> et la multi-jonctions<sup>3</sup>, et en ayant recours aux nanotechnologies pour « piéger » davantage encore les photons.

En aval de la filière, les modèles d'affaire devraient aussi connaître des progrès significatifs pouvant conduire à une amélioration de la rentabilité.

La baisse des prix constatée sur le marché pourrait conduire à un déploiement d'autant plus rapide du solaire photovoltaïque. Mais celle-ci ne peut cependant être attribuée entièrement à une phase d'apprentissage : les surcapacités actuelles de la Chine perturbent en effet fortement le marché et entraînent d'ailleurs la faillite d'un certain nombre de producteurs européens, allemands en particulier.

On peut se montrer plus prudent concernant les perspectives de réduction du coût du BOS, mais néanmoins certains acteurs envisagent d'importants gains liés à des technologies différentes d'assemblage ou des optimisations des systèmes électriques

---

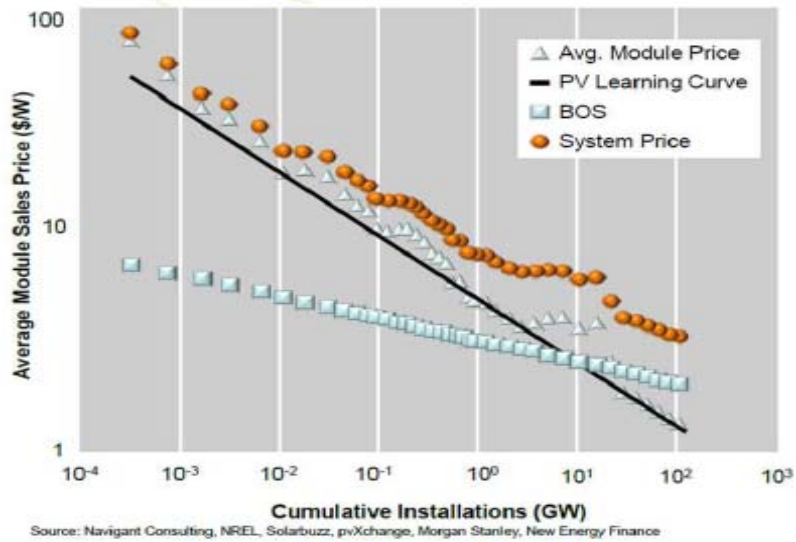
(1) Tarifs applicables entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 mars 2012, selon la taille et le type d'intégration ainsi que selon le bâtiment d'implantation.

(2) Jonction de matériaux de natures différentes au sein d'une même cellule dans le but d'augmenter les rendements.

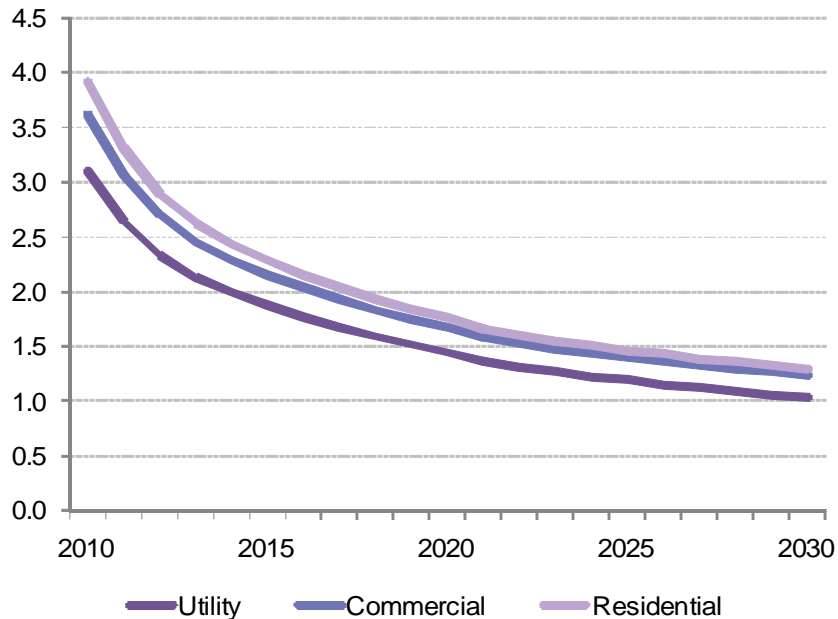
(3) Les cellules multi-jonctions sont constituées de plusieurs couches minces.

par blocs de modules. L'objectif poursuivi étant d'arriver à un système (module et BOS) à 1 €/W d'ici 2020.

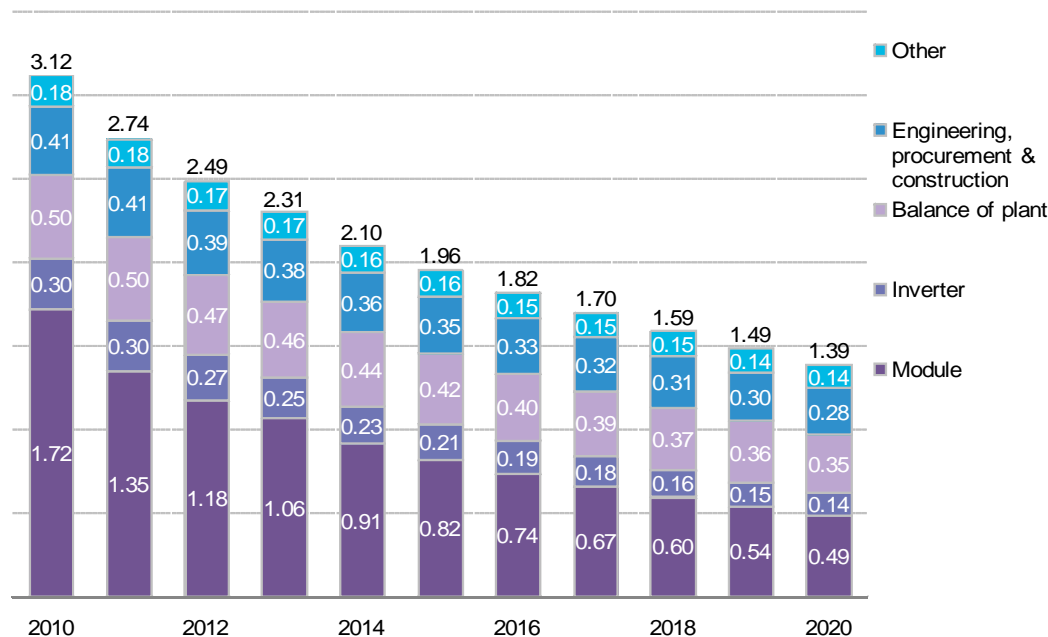
**Graphique 6 : Évolution du prix du système, du module et du BOS en fonction du nombre d'installations**



**Graphique 7 : Perspectives de réduction de coûts pour le photovoltaïque (en us\$/W installé)**



Graphique 8 : Perspectives de baisse des coûts pour les centrales au sol (\$/W)



Source : Bloomberg Energy Finance – Juillet 2011

La notion de rentabilité économique dépend d'un contexte qui dépasse largement le simple coût des composants. Ainsi, la rentabilité de l'électricité photovoltaïque sur le marché de gros dépend en particulier de la combinaison de facteurs géographiques propices (un fort ensoleillement) avec des conditions de marché favorables (prix de marché élevés aux heures où l'électricité d'origine photovoltaïque est produite). La CRE estime le coût évité<sup>1</sup> du photovoltaïque en 2009 à 49.1 €/MWh. Le coût complet du photovoltaïque en France en est encore très éloigné. C'est pourquoi, le photovoltaïque est aujourd'hui beaucoup plus intéressant dans des zones comme le sud de l'Italie ou la Californie puisqu'il y bénéficie d'un important ensoleillement et qu'il y produit en phase avec une forte demande d'électricité liée à l'usage intensif de la climatisation.

De plus, les surcoûts liés à l'intermittence en termes de back-up et de renforcement de réseau ne sont pas pris en compte dans un tel raisonnement. Or l'impact sur le réseau des sources de production intermittente n'est pas neutre sur le plan financier. ErDF qui en a réalisé l'évaluation, estime qu'en deçà d'un certain seuil, le réseau est tout à fait capable d'intégrer la production supplémentaire, mais qu'à partir de 5 à 10 GW, il doit être renforcé et les surcoûts de raccordement commencent à être importants.

Si le foisonnement des énergies renouvelables permet bien de diluer l'impact sur le réseau, l'argument doit être nuancé en Europe car le continent est caractérisé par de grandes zones caractérisées par un même climat. Pour 100 GW installés, on aurait seulement quelques GW garantis à la pointe et il faudra donc prévoir des capacités de back-up et/ou des renforcements de réseau et/ou des capacités de stockage en

(1) Prix moyen de l'électricité aux heures de production des installations photovoltaïques, pondéré par les volumes.



---

fonction des coûts relatifs de ces technologies à l'horizon considéré et de leur service rendu.

#### *Le solaire photovoltaïque à concentration*

Le solaire photovoltaïque à concentration est une technologie reposant sur la concentration du soleil sur de minuscules cellules photovoltaïques multi-couches à très haut rendement. Jusqu'à maintenant le déploiement de cette filière dans le monde est anecdotique mais il pourrait bien s'accélérer dans l'avenir à condition que certaines percées technologiques se fassent. En France, Soitec a récemment mis en exploitation un site de démonstration de 500 kW à Rians (Var) et Heliotrop a raccordé au réseau un module HCPV (High CPV), sur le site du CEA à Cadarache.

#### *Le solaire thermodynamique à concentration*

Le solaire thermodynamique à concentration concentre le rayonnement solaire grâce à des miroirs ou des réflecteurs dans le but de chauffer un fluide caloporteur qui va être utilisé comme dans une centrale thermique classique pour produire de l'électricité. Comme la précédente, cette technologie ne valorise que l'ensoleillement direct et par conséquent ne trouve sa légitimité que dans des zones très fortement exposées<sup>1</sup>. Le solaire thermodynamique à concentration présente l'avantage de fournir une production plus régulière tout au long de la journée, grâce à son inertie thermique importante. En outre, lorsque les systèmes de stockage de l'énergie spécifiques seront économiquement rentables, leur couplage avec un dispositif solaire pourrait permettre d'en faire une source de production d'électricité de base ou semi-base. Cette technologie offre également des perspectives de cogénération-chaleur<sup>2</sup>. Pour devenir compétitive, elle devra encore bénéficier de baisses de coûts pour l'ensemble de ses composants et également voir baisser ses coûts de maintenance. Son coût au MWh dépend de l'ensoleillement et de la manière dont cette technologie est mise en œuvre, ce qui varie fortement d'une installation à l'autre : le coût actuel serait ainsi compris entre 250 €/MWh (AIE 2010) et 450 €/MWh (Eurelectric). Le déploiement de cette technologie au nord de l'Afrique, si les coûts baissent suffisamment, est une option à envisager même s'il convient naturellement d'intégrer dans l'analyse les coûts liés au développement des interconnexions nécessaires à l'acheminement de l'électricité en Europe.

- **La rentabilité économique des technologies de stockage d'électricité dépend d'importantes percées technologiques**

Avec le développement des énergies renouvelables intermittentes, la problématique du stockage se pose de façon accrue. En outre, le stockage de l'énergie permettrait de renforcer la fiabilité et la flexibilité des systèmes énergétiques, de réduire le besoin en capacités de pointe et de fournir d'importants services aux réseaux. En cela il serait complémentaire aux efforts de maîtrise de la demande d'énergie et au déploiement de réseaux électriques intelligents.

---

(1) Il faut beaucoup de soleil, mais également beaucoup d'eau, à cela s'ajoute la contrainte liée au nettoyage du miroir et à l'emprise au sol.

(2) Ainsi que pour le dessalement de l'eau de mer dans les régions soumises à un stress hydrique important.

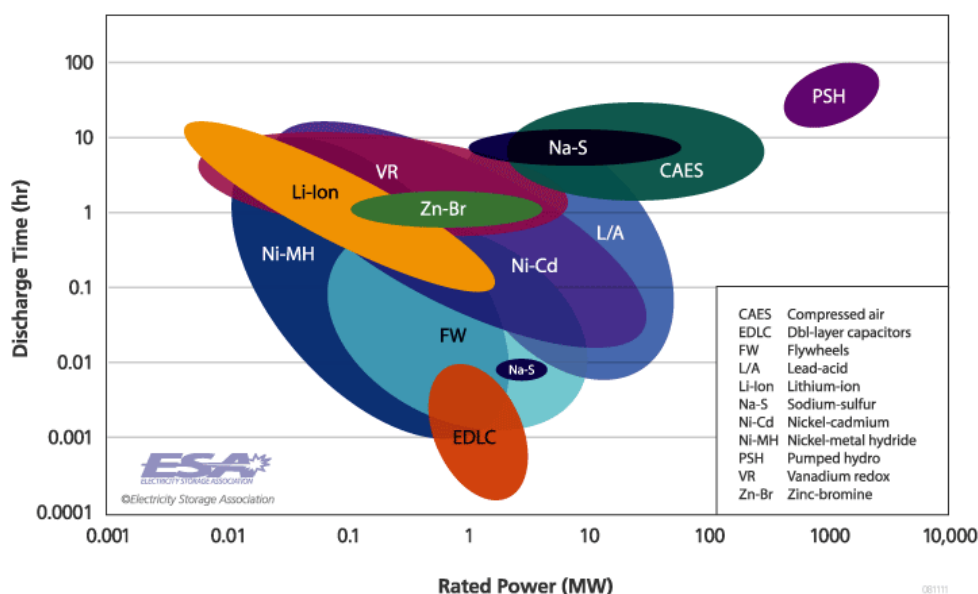
### Grandes familles de technologies de stockage

Les solutions de stockage d'électricité se divisent en cinq familles :

- l'énergie mécanique potentielle (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Énergie par Pompage ou STEP, STEP en façade maritime, stockage d'énergie par air comprimé ou CAES) ;
- l'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;
- l'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène, supercapacités) ;
- l'énergie magnétique (stockage d'énergie magnétique par bobine supraconductrice ou *Superconducting Magnetic Energy Storage* ou SMES) ;
- l'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

Comme illustré sur le graphique ci-dessous, ces familles de technologies ont chacune des caractéristiques techniques différentes (puissance, énergie, réactivité, rendement, auto-décharge, coûts d'investissement, densité...), chaque technologie pouvant être utilisée pour une variété d'usages. En complément de ces technologies de stockage d'électricité qui visent une restitution sous forme d'électricité, il est important de noter également qu'il est possible de stocker l'électricité sous forme thermique pour des usages thermiques (ballons d'eau chaude, systèmes de froid). Lorsque les batteries présenteront de longues durées de vie, les véhicules électriques pourront également constituer un moyen de stockage distribué et mobile. Il existe enfin, lorsque l'on s'affranchit des considérations de coût, des possibilités de stockage offertes par une synergie entre réseaux électriques et réseaux de gaz naturel via les procédés de méthanation par exemple (combinaison d'une production d'hydrogène, notamment par électrolyse de l'eau et d'une source de CO<sub>2</sub> pour produire du méthane de synthèse).

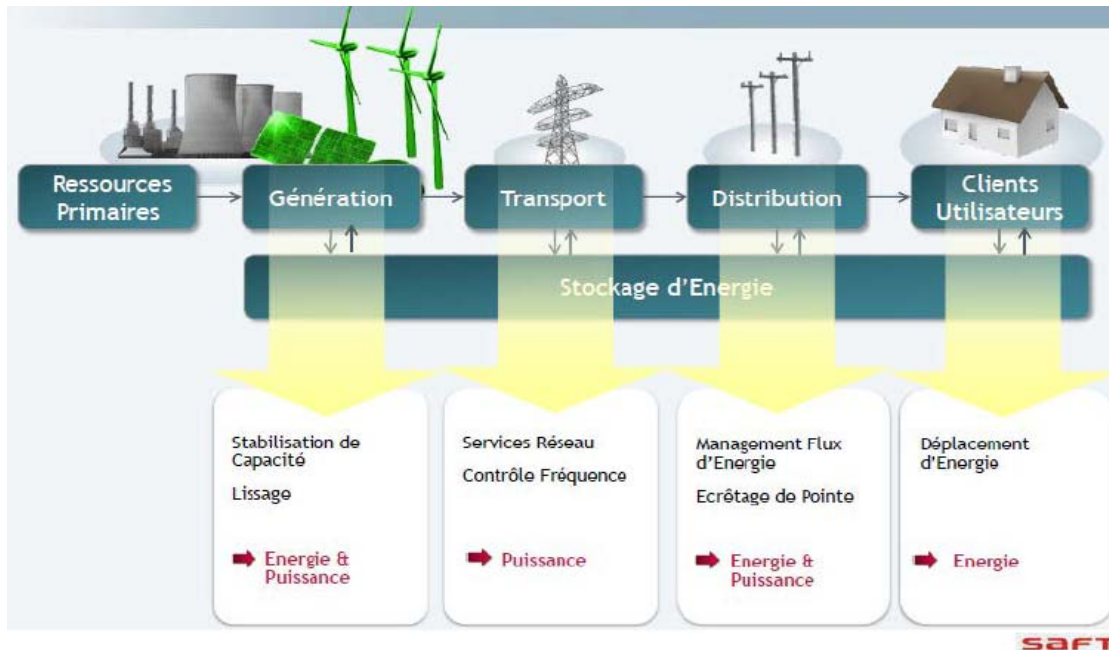
**Graphique 9 : Les technologies de stockage par capacité et temps de décharge**



*Des technologies présentes sur toute la chaîne de valeur*

La multiplicité des technologies de stockage existantes pour l'électricité permet donc de répondre à différents enjeux propres à la place du vecteur dans la consommation d'énergie française et ne se limitant pas à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

**Graphique 10 : Le stockage peut être présent sur toute la chaîne de valeur de l'électricité**



Source : SAFT

Sur les marchés de l'électricité (arbitrage économique, services de régulation du système électrique), les technologies de stockage de masse avec des durées de décharge de plusieurs heures (stockage hydraulique comme les stations de transfert d'énergie par pompage<sup>1</sup> ou STEP ou encore les installations de stockage d'air comprimé ou CAES) sont aujourd'hui en concurrence avec les turbines à combustion (TAC) et les offres d'effacement.

Des technologies de capacité comprise entre 100kW et 50MW, très réactives, bénéficiant d'un grand nombre de cycles et de bons rendements, avec des durées de décharges de quelques minutes à quelques heures sont très utiles pour une meilleure intégration des sources d'énergies intermittentes. De telles technologies (CAES, batteries Li-Ion, Zebra, Na/S, les redox-flow, certaines batteries au plomb) font l'objet de nombreux projets de démonstration, avec des perspectives de développement différentes en fonction des efforts de recherche et développement, et d'industrialisation. Elles restent néanmoins coûteuses aujourd'hui.

Le stockage d'énergie apporte également de nombreux services aux gestionnaires de réseau pour faire face aux variations brutales de fréquence ou de tension liées aux fluctuations brutales des sources renouvelables intermittentes, mais aussi pour optimiser les investissements de réseau. Ces stockages doivent être de forte

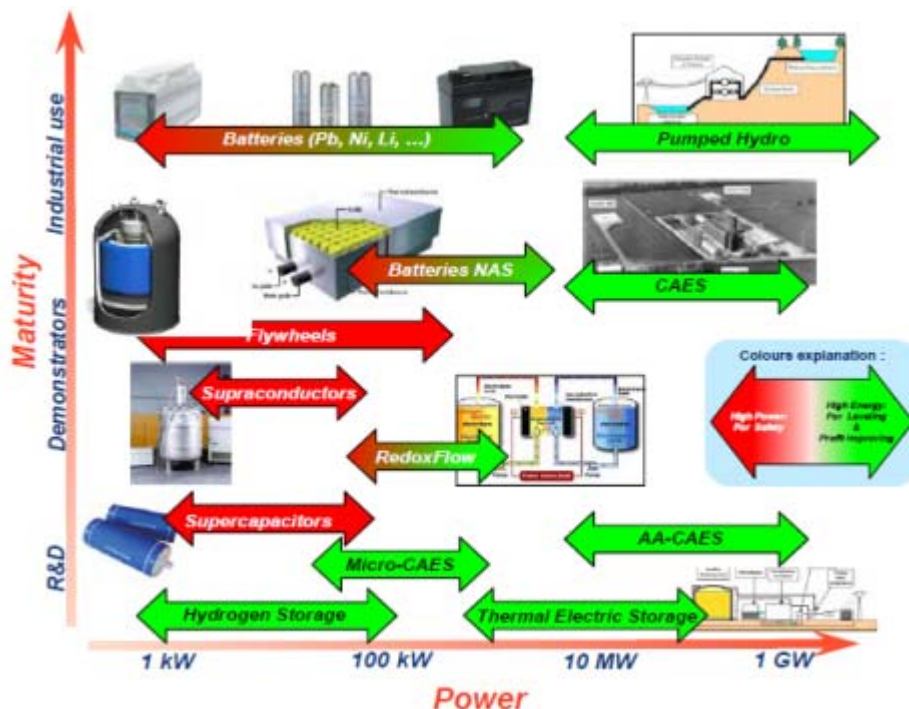
(1) Il y a également des STEP inter saisonnières comme Grand-Maison.

puissance (1 à 100MW), avec beaucoup de cycles, une grande réactivité pour faire face à des durées de charge/décharge courtes (quelques secondes à quelques dizaines de minutes). Les technologies pertinentes pourraient être certaines batteries et super-capacités, les volants d'inertie, les SMES (*superconducting magnetic energy storage*).

Plus en aval de la chaîne de valeur, le stockage d'électricité est aujourd'hui très développé pour certains marchés spécifiques, notamment pour les applications de secours et de continuité d'approvisionnement (*Uninterruptible Power Systems* ou UPS) pour les consommateurs industriels et commerciaux, en complémentarité ou en remplacement de groupes électrogènes. Concernant les consommateurs résidentiels, plusieurs projets de démonstration évaluent aujourd'hui des modèles de stockage d'énergie agrégés, par exemple au niveau des postes de transformation à l'échelle de quartiers, ou des modèles de stockage diffus dans le but de promouvoir l'autoconsommation lorsque le stockage est associé à des installations photovoltaïques ou éoliennes de petite capacité. Des puissances allant de quelques kW à quelques MW seraient alors nécessaires, pour des durées de décharges de moins d'une heure à quelques heures (Na/S, Zébra, Li-ion, plomb-acide, batteries à circulation...).

Ces différentes technologies sont aujourd'hui à des degrés de maturité technologique et économique très différents.

**Graphique 11 : Degré de maturité des différentes technologies de stockage, et caractéristiques en termes de puissance et énergie restituée**



En fonction des applications visées, certaines technologies sont adaptées au stockage d'énergie, tandis que d'autres permettent d'absorber ou de délivrer de la puissance rapidement (supercapacités, volants d'inertie) et seraient plutôt dédiées aux réglages du système électrique. Les technologies sont décrites plus précisément dans

---

la suite de cette partie, en fonction de leur capacité de stockage d'énergie en volume (du plus important avec les STEP au moins important avec les SMES et supercapacités).

### *STEP*

Les STEP représentent en France une puissance installée de 4.3 GW aujourd'hui et une production annuelle de l'ordre de 6 TWh. On peut également compter la production d'usines de type « éclusée » pour 4.2 GW en stockage journalier (les durées de remplissage pouvant varier de 2 à 400h) ou encore celle des usines de lac de barrage (9.1 GW) pour un stockage sur une période beaucoup plus longue. Les STEP sont une technologie de stockage éprouvée, fiable, de bon rendement (environ 75 %) et relativement peu coûteuse, mais les nouveaux sites sont rares en France. Les améliorations techniques de cette technologie consisteraient en une plus grande flexibilité d'utilisation, notamment via les systèmes dits à vitesse variable, en l'exploitation de nouveaux gisements hydrauliques, comme les STEP en façade maritime (ces dernières pourraient être associées à un parc d'éoliennes en mer pour en réguler la production d'électricité) et les STEP de très grande chute. Les gains de flexibilité devraient améliorer les retours économiques sans impact majeur sur les coûts d'investissements, étant donné que la majeure partie des investissements concerne le génie civil.

### *CAES*

D'une capacité de stockage et d'une flexibilité similaire aux STEP, les CAES nécessitent, quant à elles, des sous-sols compatibles avec une caverne de stockage. Le seul site de CAES en Europe se situe à Hunthorf en Allemagne, avec une capacité de 290MW. Ce site construit en 1978 et son équivalent à McIntosh aux États-Unis ont la particularité de nécessiter un apport en gaz naturel pour réchauffer le gaz comprimé en amont de la turbine de détente, ce qui dégrade le rendement (40-50 %) et la compétitivité de la solution par rapport aux STEP notamment. Les sites de démonstration dits de seconde génération, en cours de construction près de New York et en Californie aux États-Unis, visent un rendement de 50 à 55 % en utilisant les dernières technologies disponibles. Les CAES dits adiabatiques offrent une perspective de rendement encore plus élevé (objectif visé de 65 %) à la condition de trouver une technologie adaptée de stockage thermique permettant de restituer la chaleur du gaz comprimé au gaz entrant dans la turbine. Ce sujet fait l'objet de travaux de recherche et constitue le principal verrou technologique des CAES adiabatiques. Le coût d'investissement est difficile à estimer étant donné qu'il existe peu de sites en fonctionnement dans le monde et que les équipements n'ont pas encore bénéficié des optimisations de systèmes liées à une commercialisation plus importante. Le stockage hydropneumatique d'énergie est une voie de progrès du stockage à air comprimé permettant d'améliorer significativement l'efficacité de ce type de stockage et constitue une alternative plus pratique car indépendante des contraintes géographiques et de taille adaptable.

### *Vecteur hydrogène*

Les systèmes de stockage utilisant l'hydrogène combinent aujourd'hui un système d'électrolyse intermittente et un mix d'usages de l'hydrogène (conversion électrique via une pile à combustible, injection dans un procédé industriel ou dans des réseaux de gaz naturel, approvisionnement d'une station de distribution d'hydrogène...).

L'intérêt de ce type de système réside dans la grande flexibilité d'usage du vecteur d'hydrogène et dans le découplage énergie-puissance. Les puissances envisagées vont de quelques dizaines de kW à plusieurs MW, avec des capacités en énergie, dimensionnées par la taille des réservoirs, de plusieurs heures à plusieurs mois en fonction de l'application du système. Pendant leur utilisation, les électrolyseurs et les piles à combustible dégagent de la chaleur (entre 20 et 50 % de l'énergie du système selon la technologie), dont la valorisation améliore la rentabilité économique du système. Les systèmes en cours de démonstration, notamment à Berlin, utilisent un système d'électrolyse couplé à une pile à combustible. Les recherches en cours visent à créer des modules réversibles, capables de réaliser l'électrolyse et l'oxydo-réduction, pour réduire sensiblement les coûts d'investissement qui restent très élevés.

### *Stockage électrochimique*

Le stockage électrochimique<sup>1</sup> concerne des applications de stockage propres aux réseaux électriques mais aussi des applications pour la mobilité. Il comprend une large gamme de couples d'oxydo-réduction qui sont décrits ci-dessous du plus mature au plus amont :

- Les technologies plomb-acide sont matures et très utilisées dans les applications de secours et de continuité d'approvisionnement (UPS) dans les secteurs industriels et tertiaires. Aujourd'hui, les véhicules électriques n'utilisent plus ce type d'accumulateur pour la traction. Malgré le développement considérable des technologies lithium-ion et nickel hydrure métallique, le faible coût des accumulateurs au plomb conduit les industriels à les utiliser dans de nombreux usages, en particulier pour les véhicules à moteur thermique, équipés ou non d'un dispositif de « stop & start », ainsi que pour certaines applications stationnaires. Les nouveaux systèmes, dits plomb-acide avancés, sont en cours de démonstration pour valider leur plus grande durabilité (en nombre de cycles). Ces technologies devraient être commercialement disponibles d'ici 2015.
- Les systèmes de batterie à base de Nickel (NiCd et NiMH)<sup>2</sup> sont commercialisés aujourd'hui pour les applications industrielles et embarquées, et font l'objet de démonstration pour des applications de stockage stationnaire. Les batteries nickel-hydrure métallique ont une capacité énergétique massique environ deux fois supérieure à celle des accumulateurs au plomb. Elles sont en outre moins polluantes que les Ni-Cd et peu sensibles à l'effet mémoire qui, dans leur cas, est aisément réversible. Pour ces raisons, elles sont actuellement le standard de l'industrie automobile pour les véhicules électriques hybrides et équipent les Toyota Prius ainsi que les Lexus.
- Les systèmes de batteries sodium-soufre (Na/S) sont commercialement disponibles à l'heure actuelle avec plus de 4000 cycles. La technologie a prouvé sa fiabilité pour les applications requérant des capacités de l'ordre d'1 MW. Son coût est encore élevé mais on peut espérer, dans une certaine mesure, le réduire par effet d'échelle. Un démonstrateur est en fonctionnement à la Réunion depuis juillet 2010, il peut restituer 1 MW pendant 7h.

---

(1) Ces technologies sont également décrites dans *La voiture de demain : carburants et électricité*, rapport de la mission présidée par Jean syrota, août 2011, La Documentation française,

(2) *La voiture de demain : carburants et électricité*, rapport de la mission présidée par Jean syrota, août 2011, La Documentation française, p 51 à 87.

- Les accumulateurs lithium-ion (Li-ion)<sup>1</sup> sont devenus majoritaires dans les appareils électroniques grand public (téléphones, ordinateurs portables, etc.) et sont également utilisés dans de très nombreuses applications industrielles. À titre d'exemple, ils équipent les satellites mis en place dans le cadre du programme Galileo ainsi que de nombreux drones, ils servent au démarrage de l'alimentation de secours de l'Airbus A350 XWB ou du chasseur multirôles F-35 Lightning II JSF. L'enjeu actuel est de déterminer si ce type de batteries peut permettre le développement du véhicule électrique à un coût raisonnable ou s'il n'est qu'une mode transitoire de quelques années, qui restera marginale par rapport au moteur thermique classique. La mise au point de la batterie lithium air<sup>2</sup> permettrait d'obtenir des performances nettement meilleures. Sa mise au point demande cependant des sauts technologiques qui devraient demander plusieurs années, voire dizaines d'années.
- Les accumulateurs Na/NiCl, dites Zebra, ont été mis au point en 1985 en Afrique du Sud pour des applications stationnaires. Ils se distinguent par l'utilisation d'un électrolyte en céramique à plus de 250°C. Dotés d'une bonne durabilité (supérieure à 1 000 cycles) et d'une bonne densité d'énergie (voisine de 120 Wh/kg), ces accumulateurs doivent être équipés d'un système de gestion électronique de la charge pour fonctionner au mieux. Ils présentent néanmoins un certain nombre d'inconvénients et leur température de fonctionnement en limite l'usage pour les transports ; leur puissance spécifique, voisine de 150 W/kg, est pénalisée par la conductivité réduite de la céramique et peut amener à les utiliser en liaison avec un supercondensateur. Ces batteries doivent être maintenues en température, ce qui entraîne une décharge journalière de 10 % à 20 %. Leur mise en température prend 24 heures. Ces batteries ont notamment été utilisées dans les transports collectifs (autobus en Italie).
- La famille des batteries à circulation, dites redox-flow, englobe plusieurs types tels que celles au vanadium et au zinc-brome (Zn/Br) notamment. Ces deux dernières technologies font l'objet de projets de démonstration. D'autres technologies encore au stade de recherche et développement incluent les couples fer-chrome (Fe/Cr), hydrogène-brome (H<sub>2</sub>/Br) et plomb liquide. Dans l'ensemble, ces technologies sont assez sûres du fait de leur faible densité d'énergie, avec de bons rendements (60-75 %) et une bonne durée de vie annoncée (plus de 10 000 cycles). Il est à noter que le vanadium est une ressource critique et est toxique.

De nombreuses améliorations technologiques font actuellement l'objet d'importants travaux de recherche. Citons simplement<sup>3</sup> : lithium-ion avancé, zinc-air rechargeable, sodium-ion à électrolyte aqueux, lithium-soufre, lithium-air, métal-air. Le Réseau National du Stockage Electrochimique de l'Energie (RS2E)<sup>4</sup> étudie également sur la possibilité d'utiliser à plus long terme des matériaux organiques naturels pour mettre au point de nouvelles batteries. Les baisses de coûts attendues seront également conditionnées par l'évolution des coûts des matières premières.

### *Volants d'inertie*

Les volants d'inertie sont des technologies de stockage de puissance pour de courtes durées (jusqu'à une heure). Les systèmes de 1 kWh à plusieurs centaines de kWh sont

(1) Ibidem, pages 66 à 87 et 229 à 273.

(2) Ibidem, pages 82 à 86.

(3) Ibidem, pages 76 à 87.

(4) Armand M. et Tarascon J.-M. (2008), « Building better batteries », *Nature*, 451, p. 652-657.

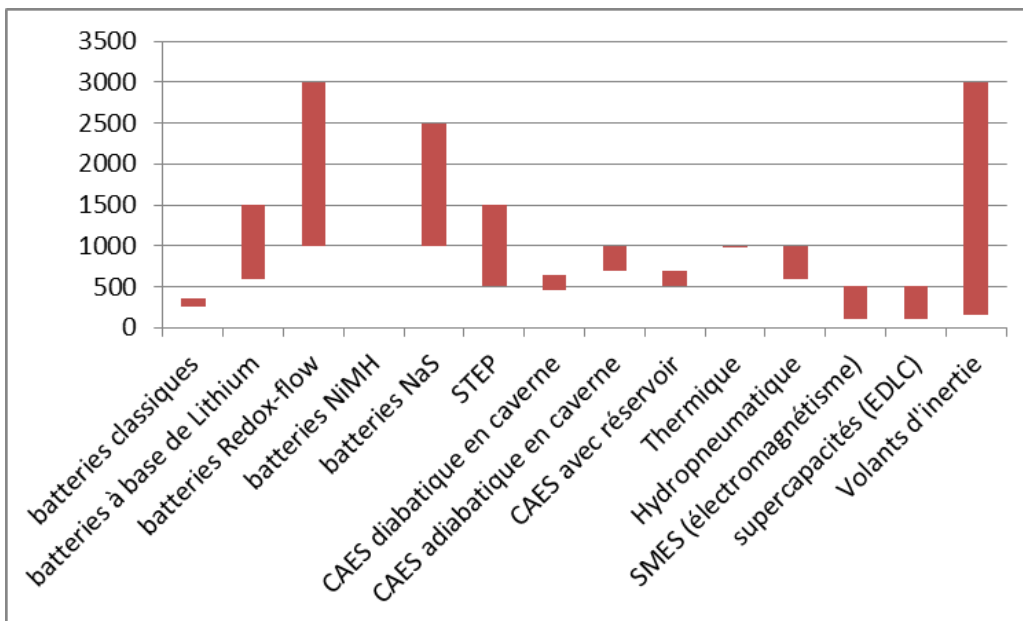
commercialisés pour des applications de continuité d’approvisionnement (UPS) sur les sites industriels et tertiaires. La technologie est caractérisée par un taux de maintenance très faible, et un très bon rendement de conversion. Les travaux de développement en cours visent à augmenter le rendement et à réduire le taux d’auto-décharge. Des projets de démonstration de plusieurs MW sont en cours de construction, notamment aux États-Unis, pour valider les applications de régulation de fréquence.

*SMES et supercapacités*

En ce qui concerne les technologies de stockage pour les réseaux électriques, les bobines supraconductrices ou SMES fournissent une réponse rapide et présentent une grande efficacité de conversion d’énergie, permettant la stabilisation en fréquence ou en tension du réseau de façon ponctuelle. Mais c’est une technologie au stade de la démonstration. Les supercapacités sont, quant à elles, caractérisées par une forte densité de puissance (5-10000 W/kg) mais par une faible quantité d’énergie et des temps de décharge courts (quelques secondes à quelques minutes) et un nombre quasiment illimité de cycle. Des perspectives de réduction des coûts existent notamment liées aux matériaux utilisés.

*Coûts des technologies de stockage*

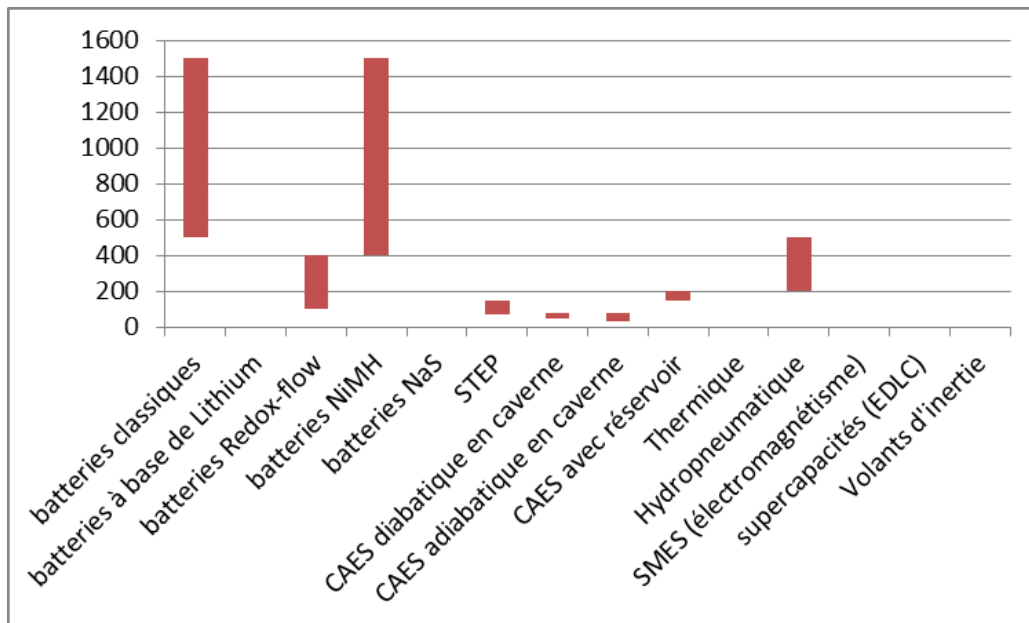
**Graphique 12 : Coûts actuels d’investissement par technologie (€/kW)**



Source : Ademe



**Graphique 13 : Coûts actuels d'investissement par unité d'énergie par technologie (€/kWh<sup>1</sup>)**



Source : Ademe

La rentabilité économique des installations de stockage d'électricité dépend du modèle économique de ces installations, donc de la rémunération des services apportés au système électrique et aux utilisateurs, de la variation des prix sur les marchés de l'électricité, de la prise en compte des caractéristiques techniques de l'installation (rendement) au regard des investissements réalisés. Ainsi, si les STEP<sup>2</sup> existantes sont considérées comme matures et compétitives, l'écart des prix base et pointe sur les marchés d'électricité et la rémunération des services systèmes ne sont pas jugés suffisants par les producteurs d'électricité pour permettre la construction de nouvelles installations de ce type. Les coûts complets des technologies de stockage en général, que l'on pourrait souhaiter comparer à ceux des technologies de production traditionnelles, sont particulièrement délicats à calculer. Ils dépendent notamment du prix de l'électricité stockée et de la durée de vie de la technologie, que l'on peut difficilement prévoir. Pour le stockage électrochimique par exemple, la durée de fonctionnement est difficilement mesurable et très dépendante de l'utilisation que l'on en fait.

#### *Degré de maturité des différentes familles de technologies*

Le marché mondial du stockage d'énergie est en forte croissance, tiré notamment par les pays développés et émergents avec des objectifs importants de développement d'énergies renouvelables intermittentes. D'ici 2050, un large portefeuille de

(1) A ne pas confondre avec les coûts complets généralement exprimés en €/MWh

(2) D'une manière générale, en France, le différentiel entre le prix de l'électricité restituée et le prix de l'électricité soutirée est réduit par la nécessité de payer le TURPE lors du soutirage de l'électricité. En milieu insulaire, où l'on observe un taux élevé de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes, le stockage de l'énergie électrique est une composante importante de la stabilité du réseau et devient très vite économiquement rentable compte tenu des prix de revient locaux de l'électricité (entre 120 et 180 €/MWh en 2009).

technologies pourrait se développer. Les quelques lignes qui précèdent en ont donné un certain nombre d'exemples.

Rappelons néanmoins toutes les incertitudes qui s'attachent à ces développements : la batterie rechargeable de Gaston Planté en 1859, améliorée par Camille Faure en 1881, a donné le coup d'envoi à la fabrication des premières voitures électriques. Le lancement de la Ford T en 1908 a sonné le glas de l'ère électrique et le début de l'âge moderne de l'automobile. Puis, l'histoire du véhicule électrique tout au long du vingtième siècle et jusqu'à nos jours montre que celui-ci a souvent été lancé suite à des événements ponctuels (chocs pétroliers par exemple) pour être ensuite retiré du marché.

**Tableau 1 : Degrés de maturité des différentes familles de technologies de stockage d'électricité**

Maturité	Famille de technologies
Mature	STEP, Pb-acide
Commercialisée	CAES de 1 <sup>ère</sup> génération, Pb-acide, NiCd, Na/S
Démonstration	CAES de 2 <sup>nde</sup> génération, Li-ion, NiMH, Pb-acide avancé, batteries à circulation Zn/Br et vanadium
Pilote de recherche	Li-ion avancé, Na/NiCl <sub>2</sub> , batterie à circulation Fe/Cr, CAES adiabatique, stockage thermique
Laboratoire	Zn-air rechargeable, Li-ion avancé, lithium-soufre, lithium-air, métal-air

- **Les énergies renouvelables non intermittentes offrent des perspectives intéressantes en France et à l'export**

L'hydroélectricité, si elle n'est exploitée qu'à 35 % de son potentiel dans le monde aujourd'hui, a des perspectives de développement encore notables en France, mais limitées lorsque l'on prend en compte l'ensemble des contraintes environnementales. Le potentiel technique global restant à exploiter en France serait théoriquement d'environ 28 TWh par an<sup>1</sup>. Ce chiffre pourrait néanmoins être réduit à moins de 13 TWh/an, voire à 3 ou 4 TWh/an si l'on s'interdit tout aménagement sur les zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF).

Les énergies marines renouvelables, encore globalement inexploitées faute de technologies techniquement et économiquement matures, laissent entrevoir un marché mondial émergent avec des perspectives de croissance non négligeables. En France, le Grenelle de l'environnement prévoit 3 % d'énergie renouvelable marine et d'éolien off-shore dans la consommation finale en 2020. Le caractère régulier et prédictible des énergies marines et leur facteur de charge pouvant être supérieur à d'autres énergies renouvelables permettraient une utilisation de ces énergies en semi-base et base, limitant ainsi les contraintes liées à l'intermittence de la production, avec les répercussions que cela implique sur le réseau.

Plus précisément, l'énergie marémotrice, prédictible et régulière, admet des coûts de production difficilement quantifiables mais variant autour de 100 €/MWh<sup>2</sup>, ses

(1) cf. rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, HFDD-Minefi, mars 2006.

(2) Le coût d'une usine marémotrice est là encore compris dans une large fourchette : si le coût de l'énergie de l'usine marémotrice de la Rance semble nettement supérieur à 100 €/MWh, il est néanmoins

perspectives de développement sont cependant limitées. Le principal frein réside dans l'impact environnemental. Les hydroliennes qui permettraient l'exploitation de l'énergie des courants font également partie des technologies les plus matures parmi les énergies marines renouvelables. Les coûts sont aujourd'hui élevés (200 à 250 €/MWh) mais les industriels espèrent atteindre des coûts de 150 €/MWh à l'horizon 2020, notamment en travaillant à diminuer les coûts d'installation et de maintenance. L'énergie houlomotrice, très régulière et très prédictible, est encore au stade de la recherche ou de prototype mais offre des perspectives prometteuses, notamment dans les îles où le coût de production de l'électricité est en général plus élevé. L'énergie thermique des mers, disponible en continu, permet de produire de l'électricité (ou du froid) dans les régions où la différence de température entre eau profonde et eau de surface est d'au moins 20°C. La France métropolitaine ne serait donc pas concernée, mais l'export et l'Outre-mer<sup>1</sup> offrent des débouchés intéressants à horizon 2025. Enfin, l'énergie osmotique, trop peu mature pour une contribution avant 2030, consiste à exploiter la différence de pression entre l'eau douce et l'eau salée par migration de l'eau douce au travers d'une membrane, mais demeure très chère à l'heure actuelle.

La biomasse, enfin, fournit un potentiel valorisable pour la production d'électricité et surtout de chaleur, en particulier pour le bâtiment, les réseaux de chaleur collectifs et dans le tertiaire. La production d'électricité à partir de biomasse est actuellement réalisée à grande échelle dans des centrales à biomasse avec des rendements électriques relativement bas (de 30 à 35 %). La cogénération met à disposition de la chaleur et de l'électricité avec un rendement global nettement plus élevé que celui des filières séparées. De plus, elle présente l'avantage d'avoir un bilan carbone meilleur que celui des centrales thermiques traditionnelles, mais il faut prendre garde à l'impact environnemental plus global et notamment à la qualité de l'air. Une autre technologie de cogénération, utilisant la gazéification de la biomasse, est actuellement en développement, mais les cogénérateurs par gazéification de biomasse sont encore récents sur le marché et la technologie doit progresser en termes de fiabilité et de coût d'exploitation. Enfin cette biomasse lignocellulosique est également envisagée pour alimenter les futures unités de production de biocarburants de seconde génération, ce qui peut se traduire par une concurrence d'usages et conduire à des contraintes sur la ressource disponible.

La géothermie offre également un potentiel pour la production d'électricité régulière mais les coûts dépendent du contexte géologique. La filière affiche des taux de croissance importants à l'international, en France l'exploitation des gisements est encore à ses débuts avec une forte dynamique de développement industriel. Deux principales voies sont à distinguer : la production dite « conventionnelle » exploitant des réservoirs géothermiques dans des zones volcaniques, réservée à l'Outre-mer, et les systèmes géothermiques améliorés (« EGS ») exploitant des zones de failles naturelles à grande profondeur (3 – 5 km). La France dispose aujourd'hui de deux sites de production électrique à partir de géothermie. La centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe affiche une capacité installée d'environ 14 MWe. Le projet EGS de Soultz-sous-Forêts en Alsace est pionnier en matière de recherche, développement et déploiement de cette technologie (1,5 MWe). Ainsi, l'Outre-mer présente un contexte géologique et politique favorable à la géothermie, qui pourrait

---

possible dans des configurations favorables d'obtenir un coût du MWh proche de 100 €/MWh, voire même inférieur.

(1) Des projets pour la production d'électricité en Martinique et pour la production de froid en Réunion sont à l'étude.

jouer un rôle important dans l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique, tandis que les technologies EGS pourraient trouver un fort potentiel de déploiement en France métropolitaine, sous réserve de réduire les coûts et de maîtriser les impacts environnementaux<sup>1</sup>. A l'international, l'AIE<sup>2</sup> table sur la mise en route de 50 projets d'EGS d'ici 2020.

- **Les technologies nucléaires**

***Les réacteurs de technologie actuelle (générations 2 et 3) à uranium***

Les réacteurs à eau (bouillante ou pressurisée) sont développés depuis les années 50. Ils consomment de l'uranium (environ 6 000 t/an pour les 58 réacteurs français d'EDF). Les réacteurs actuels sont dits de 2<sup>e</sup> génération, alors que l'EPR (en construction à Flamanville, dans le Cotentin) est un réacteur de 3<sup>e</sup> génération.

La différence essentielle est que ce dernier réacteur intègre dès sa conception des améliorations en termes de sûreté, intégrant le REX de Three Mile Island et de Tchernobyl :

- une protection renforcée contre les agressions externes de tout type, qui aurait dans ce cas précis apporté une protection efficace contre le tsunami (diesel opérationnels) ;
- une redondance augmentée des fonctions de sûreté dont la séparation et la protection sont accrues ;
- la prise en compte des accidents graves dans le dimensionnement du réacteur : enceinte renforcée, apportant une grande autonomie sans rejet en cas de fusion du cœur, conception évitant l'endommagement de l'enceinte par risque hydrogène, récupérateur de corium... Il est à noter que ces dispositifs sont passifs.

Les réacteurs existants sont, quant à eux, réévalués tous les 10 ans environ par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Des prescriptions en découlent, qui visent en particulier à réévaluer leur niveau de sûreté, au regard des meilleures technologies disponibles.

De plus, à la suite de l'accident de Fukushima, des évaluations complémentaires de sûreté ont été menées par les exploitants, sur prescription de l'ASN. L'évaluation complémentaire de sûreté consiste en une réévaluation ciblée des marges de sûreté des installations nucléaires à la lumière des événements qui ont eu lieu à Fukushima, à savoir des phénomènes naturels extrêmes (séisme, inondation et leur cumul) mettant à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations et conduisant à un accident grave. L'évaluation porte d'abord sur les effets de ces phénomènes naturels ; elle s'intéresse également au cas d'une perte d'un ou plusieurs des systèmes importants pour la

---

(1) Pour augmenter la perméabilité de ces réservoirs, fracturés naturellement et profonds de plusieurs milliers de mètres, une stimulation par voie hydraulique ou chimique peut s'avérer nécessaire. Le projet mené à Soultz-sous-Forêts a permis de passer du concept dit « hot dry rock HDR » d'injection massive sous très haute pression (qui s'apparente à la fracturation hydraulique des réservoirs de gaz de schiste) à l'utilisation de techniques d'injection contrôlée à pression limitée. La proximité du concept initial du HDR avec des techniques mal acceptées par la population dans le cadre des gaz de schistes nécessitera une vigilance particulière. Un possible amalgame entre ces techniques pourrait mener vers un refus de la géothermie EGS.

(2) AIE, technology roadmap, geothermal heat and power, 2011.

---

sûreté mis en cause à Fukushima (alimentations électriques et systèmes de refroidissement) quelle que soit la probabilité ou la cause de la perte de ces fonctions ; enfin elle traite la gestion des accidents graves pouvant résulter de ces évènements..

#### *Le recyclage des combustibles usés*

Le traitement – recyclage est un choix stratégique national qui a été fait dans les premières décennies du développement du nucléaire en France et qui s'inscrit dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Le recyclage des combustibles peut permettre une économie d'uranium allant jusqu'à 25 %, via la réutilisation du plutonium (et la fabrication du combustible MOX) et de l'uranium encore utilisable, via un nouvel enrichissement (combustible dit « URE »). En effet, un combustible à l'uranium naturel usé contient environ 94 % d'uranium, 1 % de plutonium, 4 % de produits de fission et 1 % d'actinides mineurs. Le traitement des combustibles usés à l'usine de La Hague permet d'extraire séparément l'uranium et le plutonium et de conditionner les actinides mineurs et les produits de fissions sous forme de colis de déchets vitrifiés d'une très grande durabilité destinés au stockage géologique. Ainsi, cette technique permet de minimiser les quantités d'actinides mises aux déchets, le plutonium<sup>1</sup> étant recyclé.

Enfin, la maîtrise de la technologie du recyclage des combustibles usés sera un des éléments absolument indispensables pour mener une stratégie de développement de réacteurs à neutrons rapides (cf. infra).

#### *La gestion des déchets radioactifs en France*

Les déchets produits par le parc actuel sont essentiellement constitués des déchets d'exploitation des réacteurs et du cycle (plutôt de faible activité), des déchets issus des combustibles usés (essentiellement de haute et moyenne activité à vie longue), et de déchets de démantèlement de faible et très faible activité.

Ce qui différencierait les différents scénarios concernant le parc nucléaire est essentiellement de deux ordres :

- la quantité de déchets, liée pour partie notable à la production électrique d'origine nucléaire ;
- la nature des déchets.

La quantité de déchets issus de combustibles usés est bien connue : une tonne de combustible usé (tonne de matière lourde) est conditionnée sous forme d'environ 0,8 colis de déchets vitrifiés et de moins d'un colis de coques et embout compactés. Chacun de ces colis « standards » a un volume de 180 litres. Ainsi, la production nucléaire actuelle débouche-t-elle annuellement sur un peu plus de 1200 tonnes de combustibles usés et donc un volume de colis de 400 m<sup>3</sup> environ (pour les déchets HA et MAVL). Ces quantités sont relativement modestes en volume par comparaison à celles issues du nucléaire historique (réacteurs de première génération) et à celles des déchets de faible ou très faible activité. Toutefois, les déchets HA concentrent 95 % de la radioactivité de l'ensemble des déchets d'origine électronucléaire. Ainsi, la

---

(1) Le plutonium est l'actinide quantitativement le plus radiotoxique à long terme.

radioactivité de l'ensemble des déchets issus du secteur électronucléaire croît assez linéairement avec l'exploitation des réacteurs.

La nature des déchets pourrait par contre être différente si un ralentissement important ou une sortie du nucléaire se produisait, assortie d'un arrêt du recyclage en MOX et du conditionnement des déchets ultimes des combustibles usés et conditionnés en colis « standards » à La Hague. Ce type de stratégie conduirait à devoir stocker en l'état les combustibles usés.

#### *Les réacteurs nucléaires au thorium*

Aucun réacteur industriel au thorium n'est actuellement en service, bien que des tests aient été réalisés au niveau prototype.

La mise en œuvre du thorium dans les réacteurs nucléaires permettrait de tirer parti des possibilités de conversion du Thorium 232 naturel en Uranium 233 fissile; divers systèmes sont considérés depuis des dizaines d'années.

L'avantage de cette technologie de réacteurs est d'être d'un type proche des réacteurs à eau actuels et de se passer, à terme, d'uranium. Sachant qu'il y a au total en théorie trois fois plus de Thorium (Th) que d'Uranium (U) dans la croûte terrestre, mais que les "ressources conventionnelles" actuellement identifiées sont plus faibles (16 Mt d'U - 6 Mt de Th).

Les études actuellement disponibles montrent qu'il n'est pas réaliste d'envisager de développement de ces réacteurs pendant la période d'étude de la Commission, malgré des possibilités de compétitivité (qui resteront à prouver) et compte tenu des délais inhérents à la mise en œuvre de ces techniques, en prenant en compte de surcroît que ce n'est pas le thorium qui est fissile, mais l'uranium 233 qui en provient après capture neutronique. Il faut donc du temps pour produire le stock de combustible nécessaire à ce type de parc.

#### *Les réacteurs nucléaires de 4<sup>ème</sup> génération à neutrons rapides*

Les réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération visent à répondre à des objectifs de durabilité du nucléaire, par l'économie de la ressource naturelle et par minimisation de la quantité des déchets, de sûreté et de fiabilité accrue. De nombreux types de réacteurs sont étudiés dans le cadre du forum international génération IV (GIF), dont des réacteurs à neutrons rapides et des réacteurs à haute température (à neutrons rapides ou non).

En France, le choix a été fait de porter l'effort sur les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium, filière qui est jugée comme étant la mieux placée pour l'atteinte d'une démonstration à une échelle industrielle. Une action de moindre envergure porte cependant sur les réacteurs rapides refroidis par gaz.

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) réunissent en effet des avantages importants en matière de durabilité énergétique :

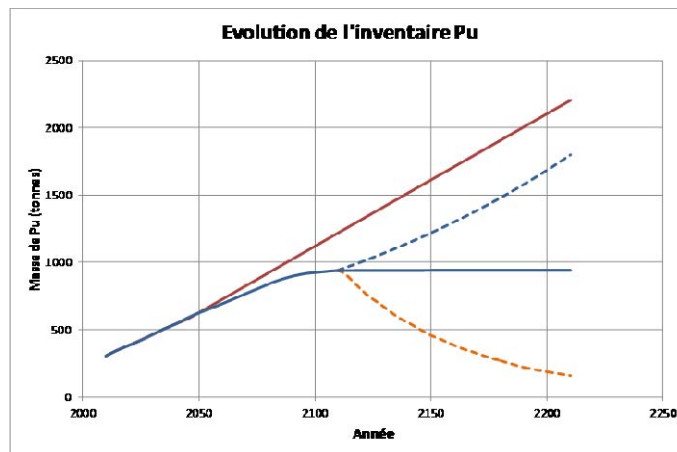
- les RNR permettent de valoriser totalement la ressource en uranium : l'uranium naturel est composé à plus de 99 % d'uranium 238, et environ 0,7 % d'uranium 235. Dans les réacteurs de génération 2 ou de génération 3, c'est principalement l'uranium 235 (isotope fissile) qui est utilisé, soit moins de 1 % de la matière première. Les réacteurs à neutrons rapides ont eux la capacité de brûler l'uranium 238 (isotope fertile) en le transformant par capture neutronique en plutonium 239

(isotope fissile) qui alimente la réaction de fission. Ainsi, le potentiel énergétique de l'uranium s'en trouve multiplié par un facteur jusqu'à 100. Il est à noter que la France dispose sur son territoire d'un stock important d'uranium 238 de par ses stocks d'uranium appauvri (près de 300 000 tonnes entreposées à Pierrelatte et Bessines), ce qui permettrait de produire de l'électricité au niveau actuel pendant plusieurs milliers d'années.

- les RNR ont la capacité de recycler efficacement le plutonium et pourraient permettre de brûler les actinides mineurs, produisant ainsi des déchets radioactifs ultimes qui pourraient être débarrassés des principaux composants les plus radiotoxiques à long terme.

En outre, ces réacteurs permettraient de gérer les stocks de plutonium et d'ajuster leur montant à ce qui est optimal, pour un parc donné. Ils permettraient aussi de faire décroître ce stock, en cas d'arrêt du nucléaire, avec cependant des constantes de temps longues (plusieurs dizaines d'années au moins).

**Graphique 14 : Possibilités d'évolution des stocks de plutonium via le développement de réacteurs rapides (Courbe rouge : tendanciel sans réacteurs rapides ; courbes en tirets : évolutions possibles des stocks selon les parcs et la gestion en réacteurs rapides)**



Source : CEA

Au titre des inconvénients, ces réacteurs en ont principalement trois :

- ils ne sont pas actuellement disponibles sur le marché (à l'exception de concepts russes, mais pouvant être considéré au plan de la sûreté comme moins avancés que les réacteurs à eau de 3<sup>ème</sup> génération)<sup>1</sup> ;

(1) Un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de nouvelle génération ne pourra voir le jour qu'à condition de pouvoir se situer à un niveau de sûreté au moins équivalent à celui des réacteurs à eau qui existeront alors. Il est donc nécessaire de démontrer une conception objectivement en progrès par rapport aux réacteurs précédents (Phénix et Superphénix). La R&D a donc à lever un certain nombre de verrous technologiques afin de répondre aux grands enjeux qui ont été identifiés. En particulier sur la sûreté du réacteur, le travail doit porter en premier lieu l'exclusion pratique du risque de dégagements importants d'énergie en situation accidentelle grave ainsi que la réduction au minimum des risques d'interactions entre le sodium et l'air ou l'eau.

- ils resteront probablement longtemps plus chers en termes d'investissements que les réacteurs à eau (le CEA cite des écarts de 20 à 30 % sur le coût de construction) ;
- leur acceptabilité n'est pas acquise, l'épisode de l'arrêt de Superphénix restant dans les mémoires.

La sûreté de ces réacteurs sera par ailleurs un point clé de leur développement. L'audition du CEA sur ces réacteurs a mis en évidence des caractéristiques potentielles des RNR à sodium favorables à la sûreté. Parmi celles-ci, on peut citer en particulier :

- un concept à cuve intégrée avec une grande cuve et une masse de sodium en rapport, ce qui offre une très forte inertie thermique, gage de sûreté ;
- une variante de concept serait de s'interdire les échangeurs sodium-eau (échangeur au gaz), évitant les interactions sodium et eau ;
- le circuit primaire n'est pas pressurisé ;
- la marge à l'ébullition est très grande (typiquement 300 degrés) ;
- la facilité de mise en route de la circulation naturelle du sodium pour refroidissement ;
- la possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle, via des dispositifs actifs ou passifs, déjà testés par le passé.

Les recherches conduites par le CEA sur ces systèmes dits de 4<sup>ème</sup> génération portent sur deux concepts de réacteurs qui diffèrent par leur caloporteur et leur degré de maturité : les réacteurs rapides refroidis au sodium avec le projet de prototype ASTRID et les réacteurs rapides refroidis au gaz comme autre solution avec la mise en place d'une collaboration européenne afin de préparer la construction d'un démonstrateur expérimental de 100MWth ALLEGRO. En 2012 conformément à l'échéance fixée par la loi du 28 juin 2006, sera produit le dossier d'orientation destiné à fournir aux Pouvoirs Publics les éléments nécessaires à la prise de décision de poursuivre la construction du prototype ASTRID, qui pourrait entrer en service à l'horizon 2020 si la décision en était prise.

Le marché de ces réacteurs dépend de critères industriels comme l'économie (compétitivité et diminution des risques d'exposition aux fluctuations du prix de l'uranium) et de critères plus régaliens comme la sécurité d'approvisionnement et la gestion des déchets. En France, les parties impliquées (CEA, AREVA, EDF) considèrent qu'une première fenêtre d'opportunité pourrait s'ouvrir vers 2040. Le CEA présente dans ce rapport un examen de la question de l'anticipation en 2035 de la construction des premiers réacteurs industriels en France.

#### *Les autres concepts de réacteurs et d'usage du nucléaire*

##### ➤ Applications non électrogènes

Des applications non électrogènes du nucléaire pourraient voir le jour dans quelques décennies, dans le monde et probablement en France. Elles ne figurent dans aucun scénario examiné par la Commission, bien qu'elles puissent jouer un rôle important en



2050. Leur émergence serait liée en particulier aux très importants progrès en cours sur les matériaux.

Ces applications du nucléaire pourraient apparaître dans les domaines suivants :

- chaleur haute température ;
- dessalement (mais hors de France) ;
- cogénération et chaleur basse température ;
- production d'hydrogène (plusieurs technologies).

A l'horizon 2050, les débouchés potentiels de ces techniques pourraient être considérables, si elles devenaient compétitives (raffinage, sidérurgie, chimie, gaz industriels, papetiers, carburants synthétiques, mobilité à hydrogène, stockage, chauffage urbain...)... Sachant qu'il n'y a pas à ce jour d'utilisation non électrogène de la chaleur nucléaire (hormis quelques utilisations marginales).

De nouveaux types de réacteurs sont à l'étude pour satisfaire notamment les besoins en haute température. Cette stratégie est une des voies de la 4<sup>ème</sup> génération au niveau international : il s'agit des réacteurs à haute température. En France, les nouvelles applications du nucléaire pourraient correspondre à des dizaines de réacteurs. Au niveau mondial, il faudrait 850 réacteurs thermiques de 600 MW pour satisfaire la seule production actuelle d'hydrogène (pour 50 Mt/an).

Mais ces programmes ne sont actuellement pas ou peu financés en Europe et dans le monde. Presque tous les états, France comprise, préconisent un financement par les industriels. Etant donné les efforts à consentir et, surtout, l'horizon encore éloigné de mise en œuvre, la rareté du financement privé a débouché sur un quasi arrêt de ces programmes. Ainsi, en France, le CEA ne travaille plus aujourd'hui sur les applications non électrogènes de la chaleur nucléaire faute de demande industrielle.

➤ Opportunités pour la production d'hydrogène « vert » et de biocarburants

Un vecteur de stockage dont les usages potentiels seraient nombreux est l'hydrogène. L'électricité du nucléaire (aux heures creuses) et des EnR en surplus pourrait être stockée sous forme d'hydrogène qui serait ensuite utilisé soit directement dans des batteries pour le véhicule électrique par exemple, soit indirectement dans des piles à combustibles ou pour la fabrication de biocarburants. Ce procédé pourrait ainsi contribuer à la décarbonisation de différents secteurs de l'énergie, tels que les transports et l'industrie.

Actuellement, la production d'hydrogène se fait principalement par reformage du méthane. Le coût de cette transformation est de l'ordre de 2 €/kgH<sub>2</sub>. La production d'hydrogène à partir du nucléaire peut se faire selon trois voies : l'électrolyse alcaline ou à membrane échangeuse de protons, l'électrolyse à haute température (900°C)<sup>1</sup>, la thermochimie<sup>2</sup>.

---

(1) Son coût est estimé à 4,5 €/kgH<sub>2</sub> par le CEA.

(2) Le CEA a estimé son coût à 8 €/kgH<sub>2</sub> en raison de la complexité du procédé (ce qui a conduit à arrêter les recherches en France sur ce procédé en 2007).

L'hydrogène est facilement stockable et ses usages pourraient être multiples<sup>1</sup>.

La production nucléaire d'hydrogène pourrait être utilisée en synergie avec la biomasse pour la fabrication de biocarburants : l'ajout d'hydrogène multiplie par deux le rendement au kg de biomasse, ce qui permet une optimisation de la ressource.

➤ Opportunités du nucléaire dans les réseaux de chauffage basse température

Par ailleurs, des synergies peuvent être trouvées entre nucléaire et chaleur : en Finlande l'électricien Fortum s'est intéressé à un projet de chauffage de la banlieue d'Helsinki à l'horizon 2020 avec les rejets thermiques d'un projet de 3<sup>ème</sup> centrale nucléaire sur le site de Loviisa distant d'une centaine de kilomètres. Avec les progrès réalisés dans les réseaux de transport de chaleur au voisinage de 100°C, le projet est jugé économiquement viable par l'électricien Fortum<sup>2</sup>. Il pourrait être pertinent d'évaluer les économies d'énergie qui pourraient être réalisées en France par la réutilisation des rejets thermiques de certaines centrales électriques en privilégiant les zones où préexistent des réseaux de distribution de chaleur. Le potentiel pourrait être important, si cette technologie était acceptée.

## 1.2. Les réserves en énergies fossiles ne sont pas menacées à court terme

En tout état de cause, il semble évident que l'on aura encore besoin de pétrole et de gaz pendant plusieurs dizaines d'années : notamment dans le secteur des transports. Par ailleurs la forte électrification des usages sur laquelle table bon nombre de scénarios, n'a de sens que si le mix électrique continue de fournir une électricité peu chère et peu carbonée, sans quoi on pourrait se retourner vers le chauffage au gaz et envisager le développement d'autres usages.

Les hydrocarbures dits « non conventionnels » jouent déjà un rôle important dans des pays comme les États-Unis qui ont vu leurs réserves plus que doubler. Si leur exploitation en Europe venait à se faire sans risque environnemental avéré et était acceptée par les populations, ils pourraient jouer un rôle croissant dans les années à venir.

Dans son scénario central « nouvelles politiques » l'AIE table sur une croissance de la consommation pétrolière de 90 à 100 mb/j entre 2010 et 2035. Un scénario de stabilité de la consommation à 90 mb/j soit 33 milliards de barils par an équivaut à une consommation cumulée entre le début de l'ère pétrolière et 2050 de 2500 milliards de baril. Cela signifie que les 3500 Mb de ressources conventionnelles seront largement entamés et qu'il faudra inévitablement faire appel, sauf dans l'hypothèse d'une très forte baisse de la consommation mondiale, à l'ensemble des ressources non conventionnelles à la fois plus coûteuses et plus délicates à développer. Dans ce

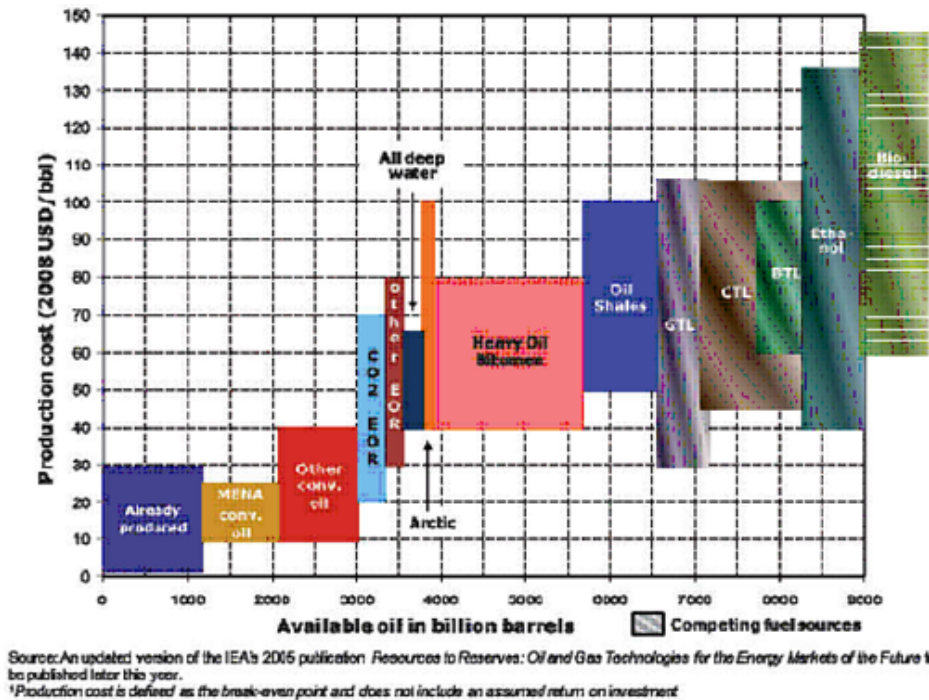
---

(1) Le CEA considère que le marché européen de l'hydrogène pourrait dépasser 50 Mt/an en 2050. Les premiers usages concernent essentiellement la production d'ammoniac pour les engrais et l'amendement des pétroles lourds pour en optimiser le raffinage. Les nouvelles perspectives d'utilisation à l'horizon de 2020-2030 se situeraient dans de nouveaux secteurs de la chimie, le stockage de l'énergie, les transports (directement ou en tant que constituant de carburants de synthèse), et pour l'industrie (en tant que réactif chimique ou substitut des combustibles fossiles).

(2) Le projet de Loviisa-3 conduirait à un coût de la chaleur nucléaire de l'ordre de 11 €/MWh au lieu de 18 à 25€/MWh avec l'utilisation de biomasse ou de charbon. En outre, il permettrait de réduire de 4 Mt/an les émissions de CO<sub>2</sub>.

contexte, l'hypothèse de fortes tensions sur les prix, au-delà de la hausse tendancielle prévue, pour les 40 ans à venir constitue un scénario crédible à ne pas écarter d'emblée.

Graphique 15 : ressources disponibles et coûts de production du pétrole



Il existe des ressources abondantes en hydrocarbures dits « non conventionnels ». Le qualificatif « non conventionnel » n'étant pas forcément très précis, on distingue en général deux catégories : les hydrocarbures dont la transformation naturelle ne les a pas encore amenés à l'état d'hydrocarbures conventionnels classiques et nécessitant un raffinage spécial (pétroles lourds ou extra-lourds, sables bitumineux ou encore schistes bitumineux) et les hydrocarbures de roche-mère (huile et gaz) qui ont la même composition que les hydrocarbures conventionnels mais qui sont piégés dans leur roche-mère et n'ont pas migré dans une roche réservoir et nécessitant de ce fait des stimulations pour les en extraire. Deux techniques existent aujourd'hui pour l'extraction des hydrocarbures de roche-mère : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. C'est aux États-Unis que ces techniques se sont déployées et ont ouvert l'accès à de nombreux et très importants gisements. Ceux-ci pourraient représenter plus du double des réserves de gaz dits « conventionnels ». La révolution des gaz non conventionnels dans ce pays provient de la rentabilité de cette technologie, rentabilité qui a surpris la plupart des professionnels.

En France, à l'heure actuelle, le cadre réglementaire ne permet pas d'envisager les hydrocarbures non conventionnels comme directement exploitables, mais à l'horizon 2050, ils représentent une ressource nationale intéressante et un enjeu financier pour la facture énergétique de la France. L'encadrement de ces technologies reste aujourd'hui à bâtir à partir d'une expertise pluraliste et d'un dialogue avec la population. Le succès indéniable de leur exploitation aux États-Unis est lié notamment au fait, qu'à la différence de la France, le sous-sol contenant des substances énergétiques appartient au propriétaire du sol. Mais ce pays a bien compris les enjeux environnementaux et le président Obama a mis en place une commission visant à

proposer des règles plus strictes, visant une exploitation irréprochable d'un point de vue environnemental. En Europe son exploitation pourrait commencer en Pologne, compte tenu de la forte dépendance au gaz russe de ce pays. Une exploitation plus large sur le continent passera par un dialogue ouvert entre les différents intervenants et par l'assurance que les technologies sont sans risque en particulier pour les nappes phréatiques.

La fracturation hydraulique, bien qu'interdite en France<sup>1</sup>, est aujourd'hui la méthode la plus efficace pour une exploitation économiquement rentable des hydrocarbures de roche-mère. La technique consiste à injecter, à très haute pression, un mélange d'eau, de sable et de substances chimiques afin de créer des « fractures » et de libérer le gaz prisonnier. Cette technique est mature et déjà utilisée lors de l'exploitation de gaz et de pétrole conventionnels. On ne s'attend donc pas à des percées technologiques majeures, mais certaines améliorations ne sont pas inenvisageables, notamment en termes d'impact sur l'environnement : consommation d'eau<sup>2</sup>, maîtrise de la fracturation, traitement de l'eau de fracturation, impact environnemental des additifs chimiques (notamment utilisés pour maintenir les fractures ouvertes le temps que les hydrocarbures soient libérés), émissions de GES. En outre, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels se heurte à un problème d'emprise au sol<sup>3</sup> et de compétition d'usages pour le sous-sol, questions particulièrement cruciales en Europe où la densité de population est élevée. D'un point de vue purement technique, l'exploitation serait certainement possible dans un délai de 5 ans si elle était autorisée par la loi.

Les évolutions souhaitables consisteraient donc à réaliser de meilleures études du milieu géologique avant d'entreprendre l'exploration puis l'exploitation, à améliorer la récolte de données pour superviser l'empreinte environnementale de l'installation et à faire du suivi de la fracturation avec des techniques sismiques et micro-sismiques. On pourrait ainsi augmenter la probabilité d'avoir un forage fructueux, puisqu'aujourd'hui seulement un forage sur 5 est exploitable, ce qui pèse sur les coûts. D'une manière générale, la possibilité de remonter plus d'informations lors du forage ou de l'exploitation des puits, assurera une meilleure sûreté de l'ensemble du site de production.

Par ailleurs, des techniques alternatives à la fracturation hydraulique sont étudiées, notamment l'utilisation d'ondes acoustiques. D'autres fluides de fracturation sont également envisagés comme le propane, le CO<sub>2</sub>, l'azote, le méthanol ou encore le GPL, qui peut être utilisé en grande quantité et être entièrement récupérable. Mais aucune piste sûre et économiquement rentable n'a été démontrée à ce jour. On doit également s'assurer de la non toxicité des fluides alternatifs utilisés.

A noter que la technologie des tubes employée dans les puits verticaux est mature et n'est pas propre à l'extraction des hydrocarbures non conventionnels, les défauts

---

(1) La loi du 13 juillet 2011 a interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique sur le territoire national et a décidé d'abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.

(2) Environ 20 000m<sup>3</sup> par puits selon GDF-Suez, soit 80 à 800 litres d'eau par tep produite selon l'IFPEN, ce qui n'est pas excessif, mais il faut l'acheminer et les ressources en eau pourraient devenir rares à l'horizon 2050. Il serait éventuellement possible d'utiliser l'eau saumâtre des nappes profondes, impropre à la consommation, mais il faudrait pour cela la traiter et la dessaler.

(3) D'après l'IFPEN, l'emprise au sol globale d'un pad (installation regroupant sur un même site plusieurs puits et têtes de puits) est de 1 à 2 hectares.

---

d'étanchéité observés dans certains sites d'exploitation de gaz non conventionnels aux États-Unis et largement médiatisés, relèvent d'une mauvaise manipulation de la technologie.

L'impact de l'exploitation des gaz de schiste en Europe et notamment en Pologne et en France qui présentent des gisements potentiellement très importants, ne se mesure pas tant en termes de prix du gaz, qu'en termes de sécurité énergétique. L'exploitation des gisements en Pologne et en France ne devrait pas aboutir à un prix du gaz aussi faible qu'aux États-Unis dans la mesure où les couches géologiques sont en quantité plus faibles et plus profondes. Les gaz de schiste seront donc plus chers à extraire. Il faudra également prendre en compte des réglementations environnementales qui pourront peser sur les coûts. De toute évidence, il règne une réelle incertitude autour des quantités et des coûts qui perdurera tant que les sols n'auront pas été explorés. La rentabilité des techniques d'exploitation d'un gisement ne pourra être établie en France qu'après avoir réalisé un certain nombre d'essais dans la couche géologique concernée. Cependant, la France importe la quasi-totalité de son approvisionnement en gaz aujourd'hui, dont une partie croissante en provenance de la Russie, cet effet pourrait s'accroître avec la diminution de la production de la Norvège et des Pays-Bas. La Chine dont la demande en gaz devrait croître de façon accélérée dans les années à venir va peser sur l'offre de gaz russe, à moins qu'elle n'exploite ses propres gisements en gaz non conventionnels. Il y a donc dans les prochaines décennies une tension potentielle sur l'offre de gaz naturel qui pourrait profondément remettre en question la compétitivité des centrales thermiques ou d'autres valorisations du gaz et justifier que l'on s'intéresse à l'exploitation des gaz de schiste en France.

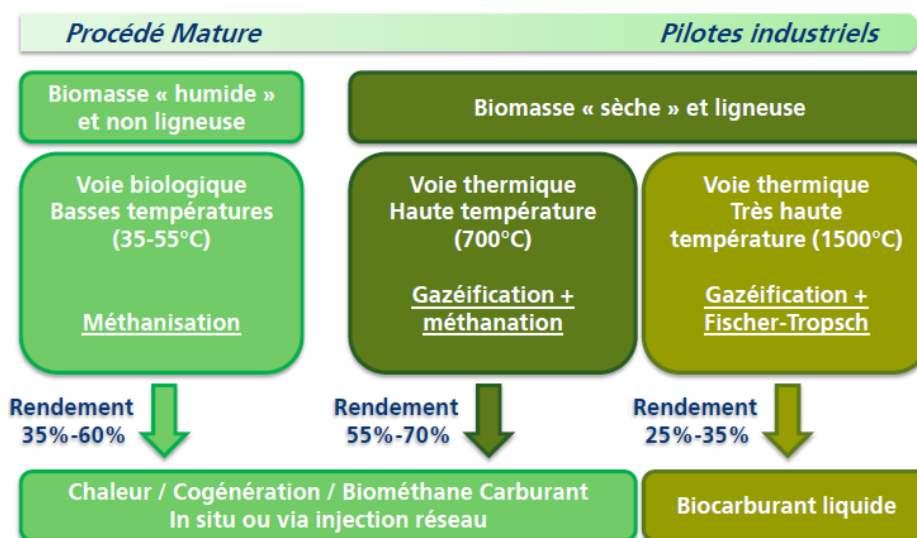
### 1.3. Les perspectives du biogaz

La conversion en biogaz de la biomasse se fait aujourd'hui par digestion anaérobie, c'est la méthanisation. Le biogaz obtenu peut être utilisé pour la production de chaleur, d'électricité, de biocarburants (Gaz Naturel Véhicule : GNV) ou être injecté dans le réseau de gaz naturel. Lorsqu'il est valorisé en carburant ou injecté dans le réseau, le biogaz doit être épuré pour respecter les prescriptions techniques des motoristes ou des opérateurs du réseau de gaz naturel, on l'appelle alors biométhane. Il existe ensuite différentes techniques de compression du biogaz selon le débit et la pression souhaités. Il peut également être liquéfié, par exemple s'il est utilisé en tant que carburant.

ATEE Club biogaz recense 197 installations de méthanisation en 2011 (contre plus de 3000 en Allemagne). La majorité des méthaniseurs en France ont recours à la technologie infiniment mélangée qui est la plus ancienne. Ce type de digesteur fonctionne généralement autour de 35°C avec des bactéries mésophiles. Les bactéries thermophiles agissent à des températures plus élevées (50-65°C), leur utilisation est rare mais commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance. Les procédés de méthanisation de première génération valorisent les déchets, la deuxième génération vise à utiliser la biomasse ligno-cellulosique, qui peut aussi être convertie en biométhane et chaleur avec des procédés thermiques (projet Gaya, via la gazéification avec une industrialisation possible après 2020), la troisième génération, au stade de la recherche vise à s'affranchir de la contrainte ressource en produisant des microalgues (stade de la recherche).

A l'heure actuelle le biogaz est le plus souvent brûlé pour la production de chaleur et/ou d'électricité, toutefois des décrets viennent d'être pris pour développer l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel avec, entre autre, l'instauration d'un tarif d'achat entre 45 et 125 €/MWh.

Graphique 16 : Maturité des procédés de production du biométhane



Source : GrDF

#### 1.4. Les perspectives du méthane synthétique

Le méthane de synthèse est aussi obtenu par méthanation si du CO<sub>2</sub> (qui peut être d'origine fossile ou issu de la biomasse) est disponible (cf encart méthanation dans le corps du rapport).

#### 1.5. L'hydrogène pourra-t-il prendre sa place comme vecteur énergétique ?

L'hydrogène n'est pas une source d'énergie primaire, mais un vecteur énergétique qui nécessite la mise en place d'une filière complète : fabrication, stockage, distribution, usages et applications, dans des conditions de sûreté garantie pour ses utilisateurs. L'hydrogène est une technologie ambitieuse qui doit encore relever de nombreux défis technologiques avant de pouvoir se développer significativement. C'est la raison pour laquelle son développement ne peut être que très progressif et s'envisager sur plusieurs décennies.

L'hydrogène peut être produit à partir d'une énergie primaire (énergies fossiles, biomasse) ou de l'électricité via des procédés d'électrolyse. L'hydrogène étant gazeux en condition normale de température et de pression, il est généralement stocké sous pression (entre 30 et 700 bars), sous forme liquide (cryogénique) ou à l'état solide par combinaison avec un substrat (notamment hydrures métalliques). En fonction des usages, il est soit distribué à partir d'un site de production centralisé, soit produit près ou sur le site d'utilisation.

Fabriqué aujourd'hui pour des usages industriels<sup>1</sup>, l'hydrogène pourrait être utilisé pour des applications énergétiques, sous réserve d'en montrer la rentabilité. L'hydrogène peut ainsi être utilisé au même titre que le gaz naturel dans des mélanges avec du gaz naturel. Il peut être incorporé aujourd'hui jusqu'à 6 % en volume sans modification réglementaire et dans les 5-10 ans il pourrait l'être à hauteur de 20 % en volume (Hythane®) sous réserve de validation technique des infrastructures gazières et des équipements connectés. Dans ce dernier cas, sous condition d'un hydrogène produit sans émission de gaz à effet de serre, cette substitution de 20 % en volume du gaz naturel permettrait de réduire de 7 % les émissions de CO<sub>2</sub> à effet calorifique équivalent. L'hydrogène peut également être utilisé dans des piles à combustible pour diverses applications stationnaires (secours, cogénération de puissance...), nomades et de mobilité ; dans la production de BtL (Biomass-To-Liquid), ou encore dans les secteurs de la chimie, du raffinage ou de la sidérurgie.

- **Les procédés de production d'hydrogène**

Plusieurs procédés existent pour la production de l'hydrogène, mais présentent un intérêt économique et un bilan environnemental variable. L'hydrogène étant produit aujourd'hui à 95 % via vaporéformage du gaz naturel, émetteur de CO<sub>2</sub>, il existe de forts enjeux économiques et environnementaux à réussir la transition vers une production d'hydrogène émettant peu voire pas de CO<sub>2</sub>.

Les principaux procédés de production d'hydrogène sont les suivants :

- Le vapo-réformage : réaction d'oxydo-réduction entre du méthane et de la vapeur d'eau pour le vaporéformage du gaz naturel par exemple. Les hydrocarbures utilisés aujourd'hui pour la production d'hydrogène sont en très grande partie d'origine fossile, mais peuvent être remplacés par des hydrocarbures de récupération ou d'origine biologique (biogaz, biométhanol, bioéthanol). Les sites de production centralisée les plus récents sont conçus pour accueillir les systèmes de captage, stockage et valorisation de CO<sub>2</sub> lorsque ceux-ci seront disponibles.
- L'hydrogène peut également être produit par réformage de biogaz ou de biocarburants, notamment pour des productions, dites décentralisées, directement sur les sites d'utilisation. Les procédés thermochimiques de gazéification et de pyrolyse de biomasse solide produisent également un mélange de gaz (CO + H<sub>2</sub>) dont on peut extraire l'hydrogène. Ces procédés offrent l'avantage d'une production peu carbonée en lien avec une production locale de biomasse.
- L'électrolyse de l'eau consiste à dissocier la molécule d'eau en appliquant un courant électrique dans un milieu aqueux qui produit de l'hydrogène à la cathode et du dioxygène à l'anode. Les rendements de l'électrolyse basse température se situent autour de 50-70 %. L'électrolyse alcaline est aujourd'hui utilisée sur des sites industriels, tandis que l'électrolyse utilisant une membrane d'échange protonique (PEM) est à un stade pré-commercial. La très grande flexibilité de fonctionnement des électrolyseurs PEM et de certains électrolyseurs alcalins permet de tirer parti des productions intermittentes et peut donc participer à la valorisation de l'électricité fatale produite par les éoliennes ou les panneaux

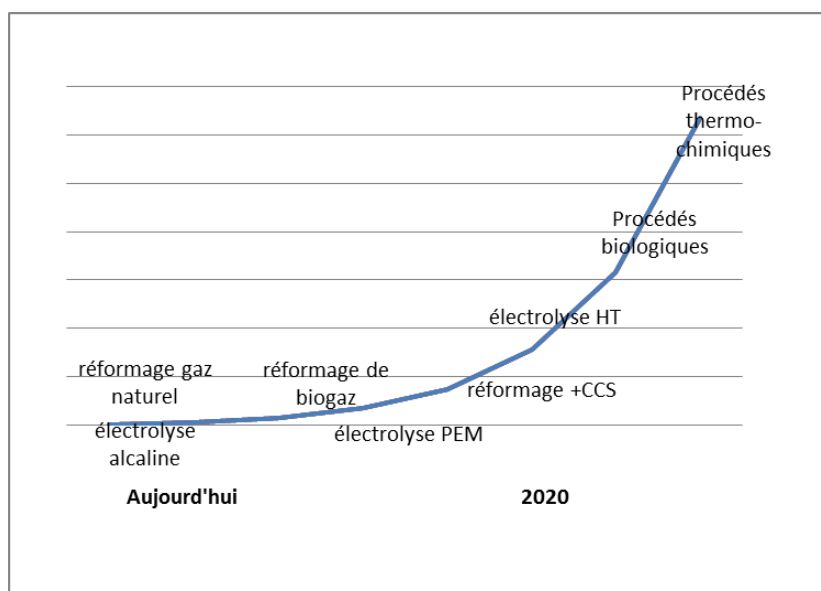
---

(1) Aujourd'hui l'hydrogène est principalement utilisé dans les raffineries de pétrole dans tous les procédés d'hydrotraitement et l'hydrogène est majoritairement un co-produit de l'essence dans le procédé de reformage du naphta.

photovoltaïques. En outre, les procédés d'électrolyse de l'eau permettent la production d'hydrogène sans émettre d'émissions de CO<sub>2</sub> pourvu que l'électricité utilisée soit également décarbonée.

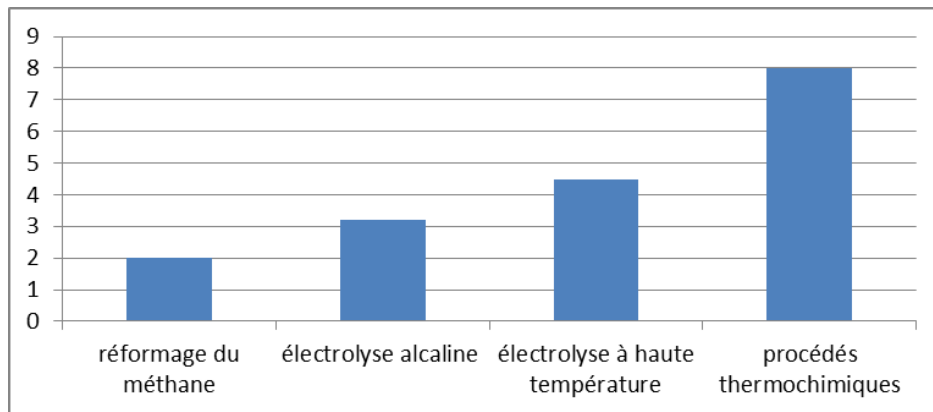
- L'électrolyse à haute température, encore au stade de recherche et développement, utilise le même principe appliqué à de la vapeur d'eau, profitant de l'énergie thermique contenue dans la vapeur. Les perspectives économiques de ce procédé sont très intéressantes lorsqu'il est couplé à une source de chaleur fatale, comme une centrale nucléaire par exemple. Le principal verrou est aujourd'hui lié à la dégradation des matériaux dans les conditions de fonctionnement, mais il pourrait être levé d'ici 2015-2020, la compétitivité de la technologie pourrait être atteinte aux horizons 2030-2040.
- Les cycles thermochimiques de décomposition de l'eau, encore au stade de recherche et développement, consistent en des séries de réactions chimiques bénéficiant d'une source de chaleur. Les cycles les plus étudiés sont celui de l'iode-soufre, le cycle hybride Westinghouse et le cycle UT-3. Aujourd'hui, la recherche sur ces procédés est ralentie voire a été arrêtée.
- La photolyse, encore au stade de recherche et développement, consiste à utiliser le même processus que l'électrolyse en utilisant l'électricité produite par une cellule photoélectrochimique exposée au soleil dans un milieu aqueux.
- La bioproduction, encore au stade de recherche et développement, consiste à produire de l'hydrogène à partir de micro-organismes et de micro-algues notamment par photosynthèse ou par fermentation de biomasse.

**Graphique 17 : Horizon de maturité technologique des différents modes de production d'hydrogène**



Source : à partir de ADEME.



**Graphique 18 : Coût de production de l'hydrogène (€/kg) estimés par le CEA**

Source : CEA

La feuille de route technologique du NEDO<sup>1</sup> et l'étude européenne sur la mobilité électrique à hydrogène donnent des perspectives des coûts de production de l'hydrogène en utilisant un mix des technologies de production décarbonée.

**Tableau 2 : Synthèse des objectifs de coûts complets visés par les feuilles de route technologique pour la production d'hydrogène**

Type de systèmes	2010	2015	2020	2030	Source
Production H2 centralisée (€/kg H2 dont production, stockage et distribution)	3.5 à 6	3	<1.5		DOE <sup>2</sup>
	9	4.5 à 9	4.5	4.5	NEDO <sup>3</sup>
	16	10	6.6	2.8 à 5.2	EU <sup>4</sup>
Production H2 décentralisée (€/kg H2 dont production et stockage)	3.5 à 6	< 2.5			DOE

#### • Les piles à combustible

Les piles à combustible utilisent la réaction entre un hydrocarbure (méthanol, gaz naturel) ou de l'hydrogène et l'oxygène (pur ou de l'air) pour produire de l'électricité, de l'eau et de la chaleur. Les différentes technologies de piles à combustible se différencient en fonction de technologies de membrane et de points de fonctionnement en température notamment :

- les piles à combustible alcalines fonctionnent avec un électrolyte d'hydroxyde de potassium, et admettent des rendements publiés de l'ordre de 60 %, et des températures de 60 à 90°C, à partir d'hydrogène ;
- les piles à combustible à membranes échangeuses de protons, appelées Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC), fonctionnent avec une membrane de

(1) New Energy and Industrial Technology Development Organization

(2) The Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Program Plan, September 2011.

(3) Roadmaps for Fuel Cell and Hydrogen Technology, 2008, NEDO.

(4) A portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis, November 2010, Coalition of industrials.

polymère, avec des rendements publiés de l'ordre de 30 à 50 %, dans des températures de 60 à 100°C, à partir d'hydrogène ;

- les piles à combustible à méthanol direct, appelées Direct Methanol Fuel Cells (DMFC), fonctionnent avec une membrane de polymère, pour des rendements publiés de l'ordre de 30 %, dans des températures de 90 à 120°C, à partir de méthanol ;
- les piles à combustible à carbonate fondu, appelées Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC), fonctionnent avec un électrolyte en carbonates de métaux alcalins, pour des rendements publiés de l'ordre de 50 %, dans des températures d'environ 650°C, à partir d'hydrogène, méthane ou de gaz de synthèse ;
- les piles à combustible à oxyde solide, appelées Solid Oxyde Fuel Cells (SOFC), fonctionnent avec un électrolyte en céramique, avec des rendements publiés de l'ordre de 50 à 60 %, dans des températures de 800 à 1000°C, à partir d'hydrogène, méthane ou de gaz de synthèse.

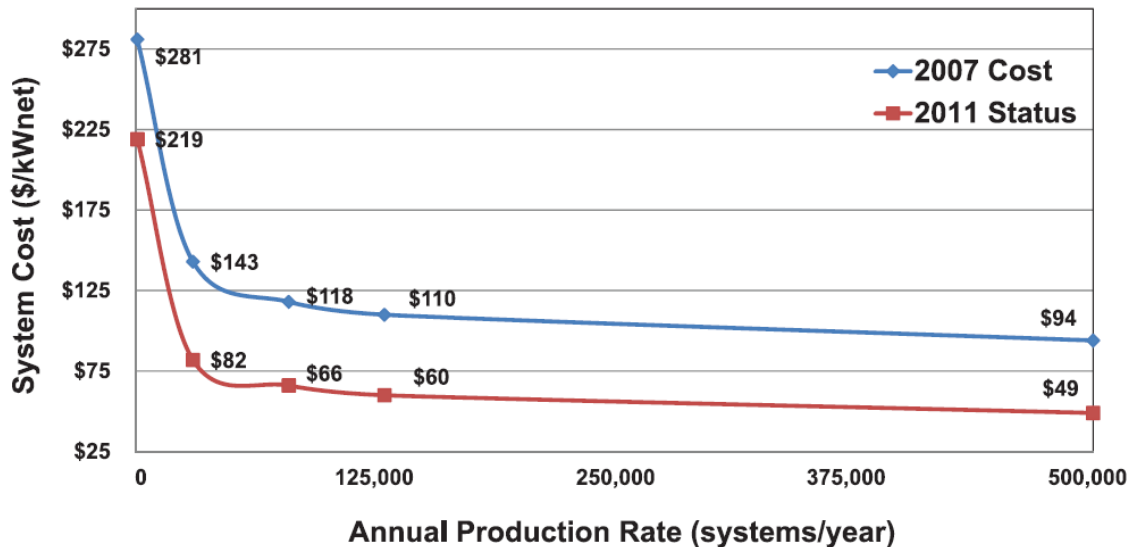
Le tableau ci-dessous résume les perspectives de coûts pour les systèmes de piles à combustible issues des feuilles de routes du NEDO, du DOE et de l'étude européenne sur la mobilité électrique à hydrogène.

**Tableau 3 : Synthèse des objectifs de coûts d'investissements visés par les feuilles de route technologique pour la production d'hydrogène et les systèmes de pile à combustible**

Type de systèmes	2010	2015	2020	2030	Source
PAC MCFC stationnaires (€/kW)	3000 à 4500		1000 à 1500		DOE
	2000 à 2500	1500			Fuel Cell Energy
PAC PEMFC stationnaires (€/kW)	6000 à 11000	4500 à 6000	< 3500	< 3500	NEDO
PAC SOFC stationnaires (€/kW)	6000 à 10000	10000	1500 à 3500	1500 à 3500	NEDO
PAC PEMFC embarquées (€/kW)	500	100	< 40	< 40	NEDO
	220 à 780	42 à 252	16 à 98		EU

Il est important de noter que l'évolution des coûts, notamment des piles à combustible embarquées, dépend fortement des effets d'industrialisation et de volumes. Les estimations européennes incluent ainsi la réduction des coûts due à la croissance de la flotte de l'ordre d'un millier de véhicules en 2010, à 100 000 véhicules en 2015, puis à un million de véhicules en 2020. Le tableau ci-dessus repose sur l'hypothèse, qu'il reste à démontrer, qu'un passage d'une production de quelques centaines à une centaine de milliers de systèmes permettrait de réduire les coûts unitaires d'un facteur 3.

Graphique 19 : Estimation des coûts par unité de systèmes de piles à combustible embarquées en fonction des capacités de production annuelle



Source : The Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Program Plan, September 2011

La large palette des applications hydrogène offre la possibilité de substituer à des énergies fossiles de l'hydrogène produit à partir d'une énergie décarbonée, sous réserve que les coûts de production de l'hydrogène et des systèmes l'utilisant deviennent compétitifs. Les premières applications concernent les chariots élévateurs et l'alimentation de relais de télécommunication, et pourraient concerner à l'avenir la cogénération de forte puissance et la cogénération résidentielle.

Les travaux d'amélioration listés ci-dessous permettront d'accélérer la diffusion de ces technologies :

- allonger la durée de vie et augmenter la fiabilité des piles à combustibles ;
- diminuer le recours en métaux précieux pour les piles basse température ;
- réduire la corrosion et améliorer la tenue en température des piles haute température ;
- réduire les coûts des procédés d'électrolyse basse et haute température, ainsi que les technologies de stockage de l'hydrogène, notamment via l'industrialisation de ces systèmes.

En conclusion, les énergies renouvelables intermittentes ne permettent pas aujourd'hui de s'extraire complètement de la contrainte fossile (notamment à cause de la nécessité de disposer de capacités thermiques de *back-up*). Dans un avenir plus lointain, l'avènement du stockage de l'électricité pourrait concurrencer ces centrales thermiques. En outre, ces technologies semblent indispensables pour la gestion de la pointe électrique. Il est donc nécessaire de poursuivre les recherches sur les différents procédés de stockage de l'énergie. En attendant que ces technologies soient rentables, les centrales thermiques resteront privilégiées. La recherche pour le captage et le stockage du carbone constitue donc une priorité. La valorisation du CO<sub>2</sub> en tant que matière première pourrait également permettre de surmonter les difficultés

liées à l'acceptabilité du stockage. Quelles que soient les percées technologiques dans le domaine du captage ou de la valorisation du CO<sub>2</sub>, la rentabilité économique de ces technologies dépendra du signal prix du carbone. Enfin, il serait souhaitable de lancer un programme scientifique sur les gaz de schiste, comme l'a recommandé la mission CGIET/CGEDD sur le sujet, dans un souci de sécurité énergétique et de stabilisation des prix, le gaz pouvant être valorisé dans de multiples usages à condition d'en maîtriser l'impact environnemental.

## 2. La demande d'énergie

On s'intéresse ici aux technologies développées dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique dans les différents secteurs, de répondre à de nouveaux usages ou encore de réduire la demande d'énergie. L'estimation des gisements d'économie d'énergie par certains auteurs de scénario est à trouver dans l'annexe Analyse des scénarios – Demande.

### 2.1. Le secteur du bâtiment présente un important gisement, encore difficilement exploitable

L'essentiel des gains peut être obtenu dans le résidentiel tertiaire existant aujourd'hui.

Les progrès sont faits ou peuvent être faits dans plusieurs directions :

- la réduction des déperditions thermiques par la construction et l'isolation ;
- l'amélioration de la performance des équipements utilisés (cela peut entraîner ou renforcer une substitution des énergies fossiles vers les énergies renouvelables ou de récupération) ;
- le pilotage plus fin de l'ensemble des ressources et des consommations en énergie.

#### • L'isolation thermique des bâtiments

Dans la construction de nouveaux bâtiments, on peut choisir des matériaux particulièrement performants en termes d'isolation, mais il faut prendre garde à la consommation d'énergie lors de leur fabrication pour que cela ait un sens de les favoriser (notamment la fabrication des matériaux pour les parois lourdes, type béton et brique, est fortement consommatrice d'énergie). Le bois offre également des propriétés intéressantes.

Concernant les isolants traditionnels (laine minérale, polystyrène expansé, ouate de cellulose), l'amélioration des résultats se fait essentiellement par le renforcement de leur épaisseur (20-30 cm) ce qui est possible en construction mais inenvisageable en rénovation par l'intérieur du bâtiment. Les innovations résident dans l'utilisation d'isolants d'origine végétale ou animale (paille, liège, laine de mouton, laine de chanvre, lin, coton) qui, à conductivité thermique équivalente, nécessitent une consommation d'énergie pour leur fabrication bien inférieure. Il existe également des isolants minces (aérogels ou panneaux isolants sous vide), intéressants pour la rénovation des bâtiments par l'intérieur. Les aérogels sont des matériaux issus des nanotechnologies, ils sont remplis d'air à 99 % et forment des matelas flexibles d'une

épaisseur de 5 à 10 mm. Pour l'instant, un seul fabricant américain diffuse ce produit en Europe. Ce produit est aujourd'hui très cher : 1800 €/kg, mais pourrait tomber à 400 €/kg (soit 40 €/m<sup>2</sup>) si on utilise un aérogel issu des déchets agricoles de riz. L'aérogel d'argile, plus facile à fabriquer que l'aérogel de silice, le plus utilisé, constituerait également une voie de progrès et de réduction des coûts possible. Les panneaux isolants sous vide coûtaient en 2005 de 40 à 60 €/m<sup>2</sup>, mais des recherches sont conduites en Allemagne où un développement à l'échelle industrielle est par ailleurs en cours. Pour ne pas empiéter sur les surfaces utiles, on peut également isoler par l'extérieur, des matériaux existent avec de bonnes propriétés d'adhérence et de résistance, mais peu de progrès sont encore attendus.

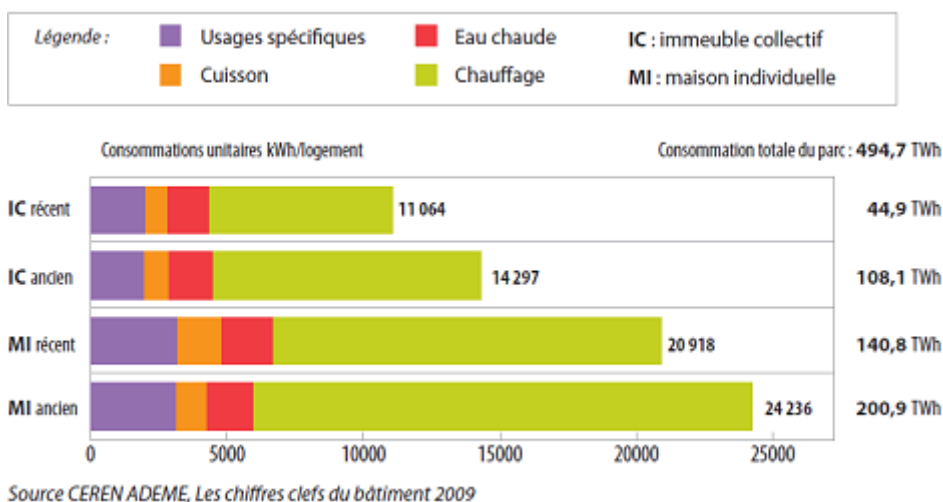
Au-delà de leurs bonnes propriétés énergétiques, les recherches doivent aboutir à des matériaux également intéressants sur le plan de l'acoustique, hydrique, sanitaire et environnemental, et être de plus en plus aisés à mettre en place, ceci dans le but de diminuer les coûts d'installation et de faciliter leur diffusion.

Concernant les ouvertures, le triple vitrage offre de bonnes performances thermiques associées à une protection contre le bruit extérieur et une amélioration du confort, en réduisant l'effet de paroi froide. Mais son utilité est très relativement limitée dans un pays à climat tempéré. Les vitrages à adaptation tels les électrochromes, qui changent de couleur lorsqu'une charge électrique leur est appliquée, seront sur le marché d'ici 1 ou 2 ans, les photochromes peuvent reproduire des effets similaires mais restent chers, les thermochromes existent également. Le vitrage photovoltaïque augmente le potentiel de production d'énergie des logements collectifs qui bénéficient de moins de surface de toit par rapport au nombre d'habitants. Toutefois, leur inclinaison et leur orientation n'étant pas optimales, le rendement peut être divisé par deux. De plus, il faudra que les panneaux n'empêchent pas le passage de la lumière, ce qui implique l'utilisation des technologies en couches minces ou les cellules photo-électrochimiques de type Grätzel, dont la composition n'est pas chère mais dont l'élaboration l'est et pose un problème de durabilité.

- **Les équipements plus efficaces sur le plan énergétique**

Les consommations principales du secteur du bâtiment correspondent aux usages suivants : le chauffage principalement, l'eau chaude sanitaire, la ventilation et l'éclairage pour les plus importants. Des technologies existent et se développent pour répondre à chacun de ces usages.

Graphique 20 : Consommation d'énergie finale par usages des résidences principales



### Chauffage

En ce qui concerne le chauffage, on observe un essor important des pompes à chaleur. Les pompes à chaleur sont capables de transférer de la chaleur prélevée dans l'environnement (source froide) vers l'intérieur d'un bâtiment (source chaude). Le coefficient de performance de la pompe à chaleur (COP) caractérise le rendement de l'appareil. Il dépend notamment du type de source froide : air, sol ou eau et de la température de sortie voulue. La meilleure source froide étant celle qui a la température la plus élevée possible et la plus stable, cela favorise les pompes à chaleur géothermiques. Mais celles-ci coûtent encore plus cher : 18 000 €HT contre 12 000 €HT<sup>1</sup> pour la pompe à chaleur aérothermique, ce qui peut représenter un frein à l'investissement, mais en toute rigueur il faudrait considérer ces coûts en prenant en compte les performances propres à chaque technologie pour véritablement les comparer. Concernant la température de sortie, on constate que plus l'air ou l'eau produit en sortie est chaud<sup>2</sup> plus le rendement de la pompe se dégrade. La pompe à chaleur hybride combine une pompe à chaleur et un brûleur gaz à condensation, ce qui permet un basculement de la pompe à chaleur vers la chaudière lorsque la température extérieure diminue trop et que les performances de la pompe à chaleur se dégradent. Les voies de progrès possibles pour les pompes à chaleur sont à trouver dans le recours à de nouvelles sources de chaleur (air vicié évacué par exemple, chaleur des eaux grises), l'utilisation de nouveaux capteurs géothermiques moins contraignants et moins coûteux qui ne nécessitent pas de creuser profondément sachant que le forage représente 50 % des coûts d'une installation géothermique classique, l'utilisation de compresseurs à vitesse variable, l'amélioration des performances de réversibilité de la pompe etc.

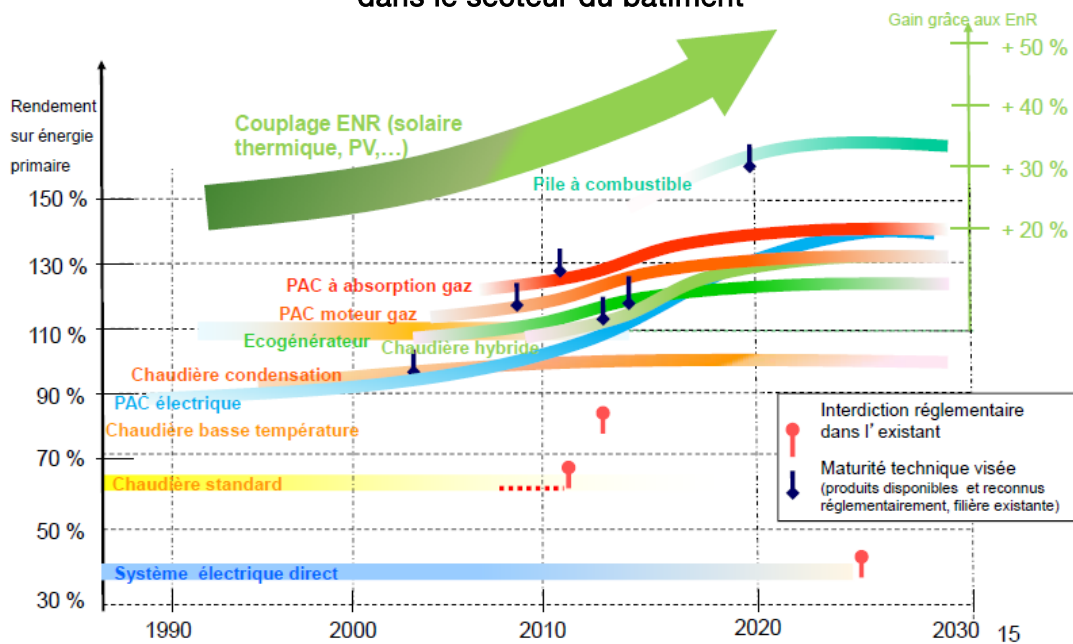
La micro-cogénération, encore au stade du développement en France, offre une solution alternative pour la production de chaleur mais aussi d'électricité. Elle fait référence à des appareils de faible puissance (jusqu'à 10 kWe) permettant de couvrir

(1) Source : ADEME.

(2) Un chauffage à partir de radiateurs anciens nécessite une eau plus chaude qu'un plancher chauffant.

les besoins thermiques et électriques à l'échelle d'un unique bâtiment. On en distingue plusieurs types selon que sa technologie fait appel à des moteurs à combustion interne, technologie aujourd'hui dominante bien connue et maîtrisée de longue date, des moteurs à combustion externe où le combustible sert à faire fonctionner un fluide (hélium ou azote sous forte pression par exemple, eau ou huiles organiques) qui travaille en circuit fermé, ou encore à une pile à combustible qui produit de l'électricité grâce à une réaction électrochimique inverse de la réaction d'électrolyse de l'eau. Certaines piles fonctionnent également à haute température en n'utilisant que du gaz naturel et non de l'hydrogène.

**Graphique 21 : Horizon de maturité des différentes technologies thermiques dans le secteur du bâtiment**



Source : AFG

La géothermie en tant que source de chaleur est une solution notamment mise en avant par le Grenelle de l'environnement<sup>1</sup>. Il existe plusieurs types de géothermie : la géothermie très basse énergie, basse énergie, moyenne et haute énergie qui sont exploitées par des technologies différentes<sup>2</sup>. La géothermie très basse énergie est d'autant plus performante que l'écart de température entre source chaude et source froide est plus faible. Elle ne permet pas une utilisation directe de la chaleur mais peut nécessiter la mise en œuvre d'une pompe à chaleur pour élever la température de la chaleur prélevée au niveau souhaité. Le marché français se chiffre à environ 10 000 unités vendues par an, et se situe ainsi parmi les plus importants en Union Européenne, derrière la Suède et l'Allemagne. L'utilisation de la géothermie basse énergie pour l'alimentation de réseaux de chaleur dans le bassin parisien et aquitaine avait quant à elle été un grand succès entre 1970 et 1985. La filière a ensuite traversé une période difficile liée à un coût relativement faible du pétrole et des difficultés opérationnelles (corrosion, etc.). Le développement et la maîtrise des technologies

(1) Le Grenelle de l'environnement et le plan de développement des énergies renouvelables fixent des objectifs ambitieux : notamment la multiplication par environ six de la production d'énergie issue de la géothermie d'ici 2020 grâce au développement des réseaux de chaleur et de l'utilisation des pompes à chaleur géothermiques dans le résidentiel et le tertiaire.

(2) Voir également la partie 1.1

basés sur un important retour d'expérience de la première vague de réalisations ont permis de consolider la filière, et depuis les années 2000 de nouveaux projets apparaissent. Aujourd'hui environ 150 000 équivalents logements en Ile-de-France sont chauffés par ce biais, mais la filière pourrait tirer parti d'une baisse des coûts de forage, d'une amélioration des rendements, de la poursuite des efforts de recherche sur la maîtrise des impacts environnementaux, et d'une diversification des usages (industriels et agricoles) et des couches géologiques sollicitées.

Enfin, les réseaux de chaleur ont vu un regain d'intérêt récent notamment grâce à l'opportunité qu'ils représentent pour le développement des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R). En effet, la part des ENR&R dans les réseaux de chaleur était de 32 % en 2008 (dont 20 % UIOM). Elle devrait passer à 77 % en 2020 (COMOP10 post Grenelle de l'environnement). Mais les réseaux de chaleur, qui pourraient fournir davantage de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid à l'avenir, bénéficieront davantage d'améliorations technologiques que de réelles ruptures technologiques. Les améliorations concernent principalement l'élargissement des applications des réseaux (réseau d'eau tiède (18 à 32°C) pour un chauffage de base ou de rafraîchissement, réseau basse température (70°C environ) permettant la diversification des sources de chaleur mais aussi l'utilisation de matériaux composites, réseau de froid pour la distribution d'eau glacée<sup>1</sup>), l'amélioration de ses performances environnementales, et l'amélioration de l'efficacité énergétique de la distribution et de son fonctionnement en « réseau intelligent ». Parallèlement, des outils de stockage de chaleur et de froid vont également se développer, par exemple, le stockage intersaisonnier de chaleur fatale comme la géothermie à double sens<sup>2</sup> ou le stockage de froid par stockage de chaleur latente (sous forme de glace) ou de chaleur sensible (sous forme d'eau glacée), le premier procédé semblant plus prometteur. Les déchets peuvent être valorisés énergétiquement à travers les réseaux de chaleur mais peuvent nécessiter un traitement particulier en fonction de leur provenance, les différents procédés pouvant faire l'objet d'améliorations.

#### *Eau chaude sanitaire*

Les technologies envisagées pour répondre au besoin en eau chaude sanitaire croissant sont de deux types : les chauffe-eau solaires et les chauffe-eau thermodynamiques.

Le premier présente le défaut de nécessiter une source additionnelle d'énergie pour les mois d'hiver où le solaire ne répond pas à l'intégralité des besoins. Sa performance dépend en outre de la capacité de conversion du capteur optique qui peut être améliorée et des pertes thermiques par convection, conduction et rayonnement. C'est l'une des techniques les plus efficaces aujourd'hui.

Le chauffe-eau thermodynamique consiste quant à lui en un système composé d'une pompe à chaleur sur air extrait pour le chauffage du ballon, comportant en général un appoint électrique.

---

(1) Le réseau de froid parisien, Climespace, est le premier réseau européen de distribution de froid, de par sa longueur et le nombre de bâtiments raccordés.

(2) Le projet Geostocal prévoit de stocker une part de l'énergie issue de l'UIOM (usine d'incinération des ordures ménagères) du SYCTOM d'Ivry sur Seine dans la nappe du Dogger, pour en déstocker 31 GWh l'hiver. Pour cela, un puits à double sens sera utilisé.



### *Ventilation*

Une bonne isolation doit s'accompagner d'une ventilation performante. Or aujourd'hui la ventilation est à l'origine de 20 % des déperditions thermiques. Avec une ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux, l'air neuf de l'extérieur est réchauffé, avant injection, dans un échangeur, par l'air vicié récupéré. Son coût peut néanmoins être élevé. La ventilation peut être associée à une pompe à chaleur pour récupérer toutes les calories de l'air vicié ou à un puits canadien qui en améliore les performances.

Les puits canadiens permettent de récupérer la chaleur en hiver ou le froid en été stocké dans le sol, avec comme seule consommation d'énergie, celle des ventilateurs qui permettent de faire transiter l'air par le puits. Mais leur performance dépend du gradient de température entre le jour et la nuit ou l'été et l'hiver. Cette technologie est concurrente des technologies de ventilation double flux avec échangeur et pompes à chaleur réversibles avec diffuseur basse température. Par contre, elle pose des problèmes sanitaires liés à la qualité de l'air ou à la pollution des sols.

### *Eclairage*

Concernant l'éclairage, des technologies sont en cours de développement avec notamment les technologies des lampes fluorescentes<sup>1</sup>. Aujourd'hui, il existe deux types d'équipements : les tubes fluorescents et les lampes fluorocompactes. Des progrès peuvent encore être faits pour améliorer le confort visuel et également l'allumage des tubes, qui est aujourd'hui relativement long. Les lampes fluorescentes à induction constituent une technologie intéressante à creuser, car elles disposent d'un meilleur rendement, d'un allumage facilité, d'une durée de vie plus longue même si elles sont aujourd'hui plus coûteuses. Par ailleurs, les diodes électroluminescentes (LED), mises au point assez récemment, voient leur marché en nette progression depuis une dizaine d'années. Mais leur utilisation pour le grand public n'est pas encore totalement au point car elles présentent des problèmes de performance, de qualité de l'éclairage, de surchauffe, et d'effet néfaste sur la vision. Les LED organiques ou OLED, technologie complémentaire aux LED puisqu'elles produisent une lumière plus diffuse, admettraient les mêmes performances tout en offrant un meilleur rendu des couleurs. Certains acteurs étudient cette technologie en Allemagne.

- **Le coût de l'efficacité énergétique**

Grâce aux technologies aujourd'hui disponibles, une rénovation totale peut atteindre d'excellents niveaux de performance mais aux coûts actuels, elle ne présente pas de réel intérêt économique (une rénovation totale du logement coûterait entre 20 000 et 30 000 euros). En revanche des actions ciblées ou groupées, cohérentes avec les caractéristiques propres au logement, peuvent s'avérer très rentables.

Dans le secteur du bâtiment, dont le parc est très hétérogène, il est peu conseillé de raisonner sur les coûts complets moyens des actions d'efficacité énergétique. Le service rendu d'une action d'efficacité énergétique est en effet très dépendant des caractéristiques du logement, les calculs des coûts devraient donc se faire au cas par cas, en fonction des caractéristiques du logement ; et, pour une offre intégrée, un

---

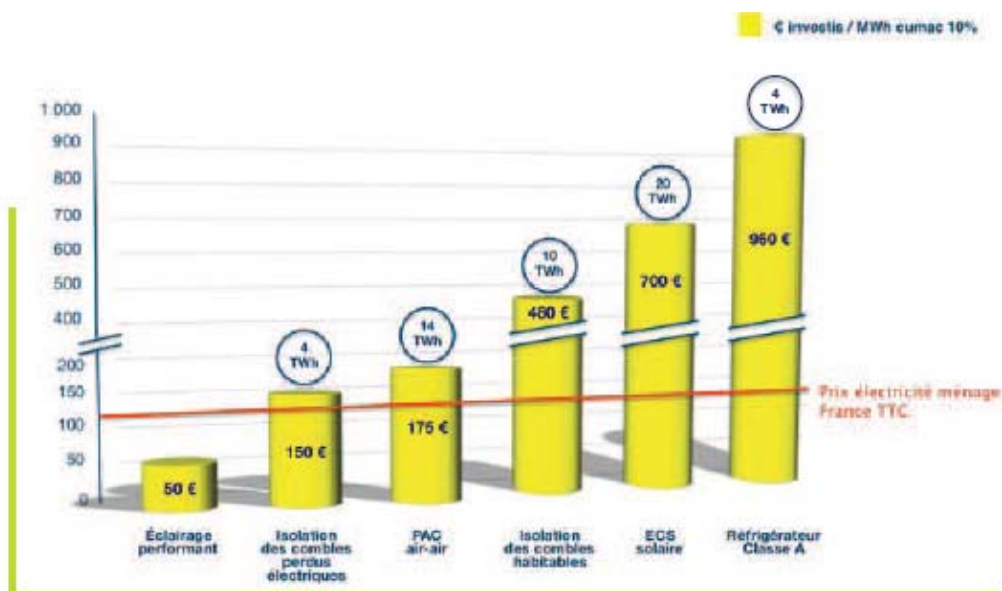
(1) Une décharge dans de la vapeur de mercure produit un rayonnement UV qui va être transformé en lumière visible par de la poudre fluorescente disposée sur la paroi du tube.

bouquet d'actions, plutôt que pour une action isolée. En outre, l'efficacité énergétique peut être associée à d'autres objectifs tels que l'amélioration du confort (isolation phonique..), l'action engagée prend alors davantage de valeur et sa rentabilité est accrue, même s'il devient difficile de la chiffrer économiquement.

Mais aucune analyse de cette finesse n'est disponible.

Naturellement, les gestes le plus rentables aujourd'hui consistent à éviter le gaspillage, ou encore à redéfinir la notion de confort en acceptant de diminuer de quelques degrés la température de son logement par exemple. Mais si on cherche à comparer les coûts complets des actions d'efficacité énergétique requérant un changement d'équipement ou une amélioration physique du logement, il apparaît que les actions les plus intéressantes économiquement sont à trouver dans l'éclairage performant et l'isolation des combles : dans ce dernier cas, l'économie d'énergie est importante et permet donc de rembourser les travaux. L'isolation par l'extérieur serait également intéressante si on arrivait à mutualiser les coûts fixes (échafaudage).

**Graphique 22 : Ordre de mérite de certaines actions d'efficacité énergétique**



Source : UFE

Concernant le mode de chauffage, il sera particulièrement dépendant des caractéristiques propres au logement. Ainsi il est intéressant d'avoir recours au chauffage électrique pour des bâtiments très efficaces et aux pompes à chaleur Air/Air pour des logements très ou moyennement efficaces. Ces dernières sont aujourd'hui compétitives et pourraient bénéficier de baisses de coûts avec une réduction des marges des producteurs ou grâce à l'innovation (dégivrage), mais requièrent une garantie de la qualité du montage et une meilleure acceptabilité de l'air soufflé en France. Les pompes à chaleur Air/Eau ou hybride sont pertinentes pour des logements difficiles à rénover mais ce sont des produits moins matures, seulement compétitifs pour des logements qui n'ont pas accès au réseau gazier. Les solutions au gaz sont par ailleurs très performantes : la chaudière à condensation est parfaitement mature et standardisée, mais plus capitalistique qu'un convecteur électrique, elle a plus de sens dans un logement moins bien isolé ; la microcogénération quant à elle,

---

arrive avec quelques produits sur le marché et de bons arguments en termes de service rendu, d'efficacité globale, de bâtiment à énergie positive.

- **Vers une plus grande intégration des systèmes**

Les logements peuvent également devenir un site de production en énergie décentralisé notamment par le biais du photovoltaïque et de l'éolien, à condition de régler la question du coût et de procéder à certaines améliorations propres au photovoltaïque en bâti (ventilation des modules pour éviter les risques d'échauffement et de perte de rendement, acceptabilité des assurances). Concernant le petit éolien, plusieurs problèmes se posent également, à commencer par le fait que les maisons sont en général situées dans des endroits peu ventés ou avec un vent irrégulier (milieu urbain), et que l'installation crée une nuisance esthétique et sonore.

La maison peut également être un lieu de stockage d'énergie et notamment de chaleur grâce aux matériaux à changement de phase par exemple (dans les ballons d'eau chaude ou les conteneurs dédiés<sup>1</sup>), ou via le stockage thermochimique<sup>2</sup>. Ce deuxième type de stockage ne peut être intégré dans le bâti mais doit être entreposé à côté du bâtiment principalement pour des raisons de maintenance et de durée de vie. Il coûte cher aujourd'hui mais des perspectives de simplification importantes existent. Un démonstrateur pourrait être réalisé d'ici 2 à 3 ans, et on pourrait envisager un usage sur des marchés de niche d'ici moins de dix ans.

L'orientation des réglementations thermiques pour les bâtiments à énergie positive conduit à une intégration des systèmes énergétiques (pilotage actif, micro-cogénération, pompes à chaleur hybrides, stockage d'énergie...) et à une optimisation des flux énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid). Les énergies ne seraient plus vues comme concurrentes, mais complémentaires. La géothermie offre également des perspectives intéressantes en termes de synergie énergétique locale. En effet, les réseaux de chaleur pourront associer différentes énergies : géothermie, biomasse et solaire. Leur couplage avec des réseaux de froid permettrait de bénéficier de la récupération d'énergie de l'un pour alimenter l'autre et ainsi augmenter l'efficacité énergétique de l'ensemble. La gestion globale de ces systèmes énergétiques locaux passera également par des systèmes de stockage des énergies, auxquels la géothermie peut contribuer de façon majeure grâce au stockage de chaleur journalier ou intersaisonnier.

- **L'apport des réseaux intelligents et de la gestion active**

L'évolution des besoins, la pluralité des technologies disponibles, la capacité du logement à produire de l'énergie renforcent la nécessité d'une approche intégrée, mobilisant des dispositifs d'intelligence et d'optimisation. Des gains énergétiques significatifs peuvent être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes technologies. Les besoins de chauffage et de ventilation, d'eau chaude, de l'ensemble des appareils consommateurs d'électricité, d'alimentation du véhicule

---

(1) Le principe consiste à utiliser la chaleur latente d'un matériau, c'est-à-dire la chaleur accumulée/restituée lors d'un changement de phase. Divers matériaux à base de paraffine ont été développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.

(2) Une liaison chimique ou physique se casse sous apport d'énergie puis se réassemble en libérant de la chaleur.

électrique, et les possibilités de production d'énergie locale, de stockage et de régulation pourraient à terme être dimensionnés par une approche systémique, en fonction de l'occupation des lieux et des conditions météorologiques. Le bâtiment disposerait alors d'une véritable intelligence, et pour cela, une étude au cas par cas s'impose pour prendre en compte les caractéristiques propres au bâtiment ou à son environnement. Cette approche systémique peut s'adresser à un bâtiment ou à un « îlot énergétique », dans la recherche d'une optimisation des coûts et des services rendus via des synergies d'équipements et d'actions d'efficacité énergétique. La meilleure performance de l'offre intégrée, la mutualisation des coûts fixes d'installation et une utilisation intelligente pourraient permettre de diminuer les prix de la rénovation, aujourd'hui considérés comme rédhitoires, tout en optimisant les résultats.

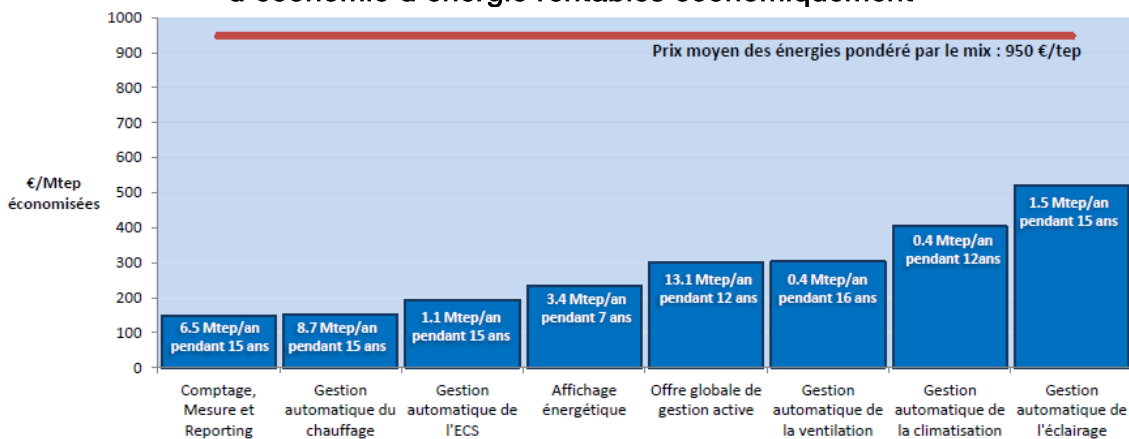
Une plus grande intelligence dans les usages serait d'autant plus envisageable si l'on est capable de mesurer les performances, de contrôler les appareils en fonction du besoin réel et de fournir des offres tarifaires adaptées. Le déploiement des compteurs communicants, en parallèle des mesures de sous-comptage<sup>1</sup>, prévues dès aujourd'hui dans le cadre de la RT2012, puis le déploiement d'autres capteurs (de température, d'éclairage, de qualité de l'air, de ventilation, de production et de consommation d'énergie) permettront d'augmenter l'intelligence des systèmes de l'habitat via des dispositifs de contrôle-commande gérés directement par les utilisateurs. En appui de la nouvelle intelligence des bâtiments, des solutions de communication (CPL, Wifi, Zigbee, réseaux courant faible) offriront la possibilité de collecter les données de mesure (température intérieure, taux de CO<sub>2</sub>, luminosité, présence, détection d'ouverture de porte ou de fenêtre) en vue d'un traitement local, voire d'une interface avec les gestionnaires de réseaux. Ces solutions de communication pourraient se développer dans l'optique d'une gestion énergétique en propre ou en combinaison avec des services de sécurité, de télésurveillance, et d'aide à domicile pour les personnes âgées.

Il semble vraisemblable qu'une proportion importante de ces technologies sera déployée d'ici 2030 dans le cadre des programmes de construction, de rénovation et de réhabilitation de quartiers. Une généralisation à terme de ces systèmes à l'échelle d'îlots ou de quartiers permettrait aux gestionnaires de réseaux de déployer des technologies de gestion locale des réseaux ; de limiter, en particulier pour l'électricité, les sollicitations sur les réseaux en optimisant les flux ; d'améliorer la qualité de fourniture et d'optimiser les investissements.

---

(1) Mesure à l'aval du compteur, pour chaque type d'usage et non par foyer comme c'est aujourd'hui fait pour les consommations de gaz et d'électricité, par les gestionnaires de réseaux.

**Graphique 23 : la gestion active au niveau du bâtiment rassemble des actions d'économie d'énergie rentables économiquement**



Source : Gimelec

L'intelligence des bâtiments et des îlots s'intégrera à plus grande échelle dans l'architecture des réseaux énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid) intelligents dits smart grids<sup>1</sup>. Le réseau électrique coordonne aujourd'hui les besoins et ressources de tous les producteurs, opérateurs de réseaux, utilisateurs finaux et acteurs du marché de l'électricité pour opérer l'ensemble du réseau de la façon la plus efficace possible en minimisant les coûts et les impacts environnementaux tout en maximisant la fiabilité, la résilience et la stabilité du système. Le déploiement des technologies smart grids devrait permettre dans le contexte français et européen de contribuer à répondre à la problématique de la pointe, à une meilleure intégration des énergies renouvelables intermittentes, au développement de nouveaux usages électriques (mobilité électrique, équipements d'information et de communication) et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>2</sup>.

(1) Un « smart-grid » est un réseau électrique couplé à un réseau d'information et de communication pour contrôler et gérer l'acheminement de l'électricité à partir de toutes les sources de production vers les utilisateurs finaux.

(2) On peut espérer une réduction directe des émissions grâce à une meilleure efficacité énergétique des réseaux (réduction des pertes en ligne, optimisation des réglages des équipements réseau, effacement à la pointe), ou indirecte par le biais de l'intégration d'une forte capacité d'énergies décarbonées et d'une gestion intelligente de la charge des véhicules hybrides et rechargeables par exemple.

**Tableau 4 : Fonctionnalités clef apportés par les technologies des réseaux électriques intelligents (rapport Energy Technology Perspectives 2010 de l'AIE)**

Technology areas	Description
Electricity generation control, automation and power electronics	Communication with, and the intelligent control of, generation sources are part of a smart grid, but not the generation itself. For example, power electronics technologies that allow wind generation to supply reactive power are essential to the smart grid. The wind turbine is not.
Advanced computing and grid control software	The data created from embedded sensor and metering technology will require significant computing and system control software to enable the use and management of the grid and to meet stakeholder needs.
Embedded grid sensing, automation, measurement and control technology	This technology provides the information and control capability to optimise grid operation and manage power flows within the constraints of the grid technology. Flexible alternating current transmission systems, phasor measurement units and automated switch gear are examples.
Communication infrastructure	The infrastructure required for two-way communication including wireless, internet and satellite communications may use existing or specialised methods.
Conductor technology and approaches	Advanced conductor technology such as high temperature superconductors (HTSs) can enable electricity systems to respond to operating changes more quickly, benefiting automated control, which will be especially important with the increase in remote variable renewable generation. High voltage direct current configurations can also offer management and control benefits to the grid.
Electrical load control and advanced meters	Advanced metering at residential, commercial and industrial levels can give customers and electricity providers the information they need to be able to respond to operational signals either by choice or automatically. Smart meters* can enable demand response initiatives.
Energy storage	Energy storage can be used as a load or as a generation source to help peak load management. Storage could also be used to provide ancillary services such as reactive power for frequency and voltage support.
EV charging infrastructure	The EV charging infrastructure will have an impact on grid operation. It must be capable of being managed intelligently.

\* The European Smart Meters Industry Group (ESMIG) defines four minimum functionalities of a smart meter: remote reading, two-way communication, support for advance tariffing and payment systems and remote disablement and enablement of supply.

Source : AIE

La diffusion des technologies smart grids est donc essentielle pour l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais cette diffusion est tributaire de l'aboutissement des travaux de normalisation en cours et des investissements consentis par les régulateurs d'énergie<sup>1</sup>. En effet, le réseau électrique est interconnecté, les perspectives des smart-grids doivent donc s'élaborer dans la concertation avec les pays voisins, et les technologies développées doivent pouvoir s'exporter pour mieux valoriser une filière. L'harmonisation des réglementations et des standards est donc nécessaire à la structuration d'une filière, et à l'estimation des coûts.

En conclusion, de nombreuses technologies existent pour améliorer le bâtiment existant et le neuf mais les coûts restent élevés. Le déploiement de systèmes intégrés

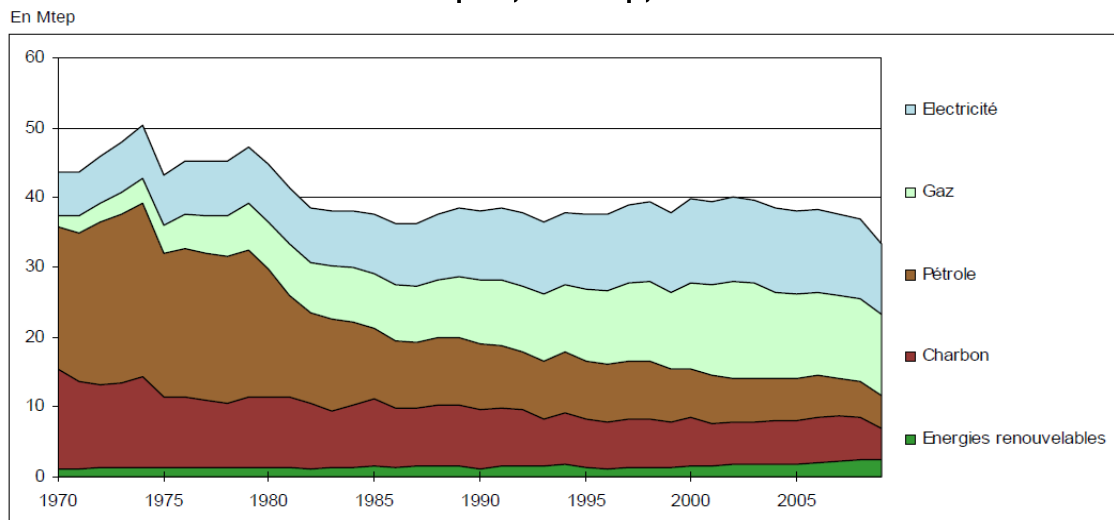
(1) A plus long terme, selon le SRA 2035 de la plateforme européenne smart-grid, les membres de la communauté européenne devront investir plus de 750 Mds€ dans les infrastructures d'énergie électrique dans les 30 ans à venir, répartis à parts égales entre la production électrique et les réseaux (90 Md€ pour le transport et 300 Mds€ pour la distribution), l'AIE évalue les investissements à 480 Mds€ d'ici 2035 pour Europe et l'European electricity grid initiative a estimé le montant à 15 Mds€ pour la France.

(combinant pilotage actif, production locale, stockage d'énergie, gestion de charge de véhicules électriques) dans les bâtiments dépendra d'outils de financement compatibles avec les moyens du marché résidentiel, et de leur adoption par la filière du bâtiment et des gestionnaires de réseaux énergétiques. Les réglementations thermiques 2012 puis BEPOS vers 2020 influenceront le rythme d'adoption de ces systèmes. Quoiqu'il en soit, le rythme de renouvellement du parc de logement n'excédant pas 1 % par an, la transition sera donc longue. Mais au-delà de 2030, on pourra observer une modification plus prononcée du parc de bâtiments avec un déploiement important des bâtiments à énergie positive, si on parvient à lever un certain nombre de barrières organisationnelles et juridiques (le cadre législatif n'est pas aujourd'hui adapté aux offres intégrées, les pratiques en matières d'assurance ne sont pas compatibles avec une vision en éco-quartier ou en îlot).

## 2.2. Le secteur de l'industrie a déjà beaucoup exploité son potentiel mais il existe encore d'importants gisements

La consommation d'énergie du secteur de l'industrie<sup>1</sup> a fortement diminué cette dernière décennie et on observe en particulier une réduction de sa consommation en énergie fossile, non parfaitement compensée par la hausse de sa consommation en électricité.

**Graphique 24 : Consommation d'énergie finale dans l'industrie corrigée des variations climatiques, en Mtep, entre 1970 et 2009**

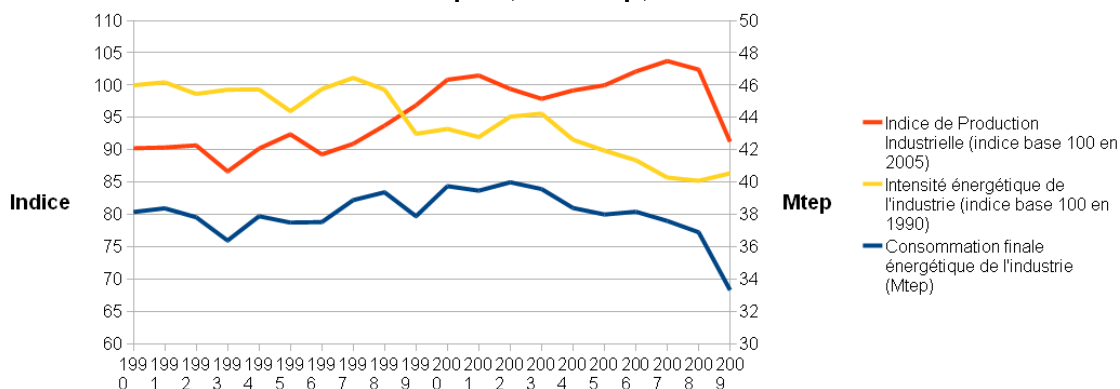


Source : SOeS, bilan de l'énergie 2009

Sur le long terme, le découplage entre consommation d'énergie et activité industrielle, sensible depuis 2003 (cf. figure ci-dessous), témoigne de gains d'efficacité énergétique.

(1) Le secteur de l'industrie, au sens du bilan de l'énergie, comprend les industries agro-alimentaires, la sidérurgie et la construction, mais ne comprend pas ce qui est transformation de l'énergie (centrales électriques, raffineries, pertes de distribution, etc.).

**Graphique 25 : Consommation d'énergie finale dans l'industrie corrigée des variations climatiques, en Mtep, entre 1970 et 2009**



Source : SOeS

Ces gains peuvent s'expliquer par des effets de structure de l'économie et par une sensibilisation croissante au développement durable, mais aussi, par une recherche de compétitivité qui incite l'industrie, dans un contexte d'énergie chère et de régulation des émissions de gaz à effet de serre, à renforcer ses efforts d'économies d'énergie. Toutefois, à court terme, la crise économique a ralenti les investissements nouveaux et a conduit en 2009 les usines à des rythmes de fonctionnement qui ne sont pas optimaux du point de vue de la gestion énergétique, entraînant une augmentation de l'intensité énergétique du secteur industriel.<sup>1</sup>

#### • Les économies d'énergies dans les opérations transverses

Il existe encore d'importants gisements aujourd'hui, aussi bien dans les opérations transverses (applicables à tous les secteurs industriels) que dans les opérations spécifiques à chaque secteur.

Selon une étude du CEREN<sup>2</sup> (Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie) portant sur les économies d'énergie dans les opérations transverses<sup>3</sup> de l'industrie, le gisement d'économies d'énergie se monterait à 23 TWh de combustibles et 41 TWh d'électricité, soit respectivement 54 % et 39 % des consommations aujourd'hui imputables à ces activités.

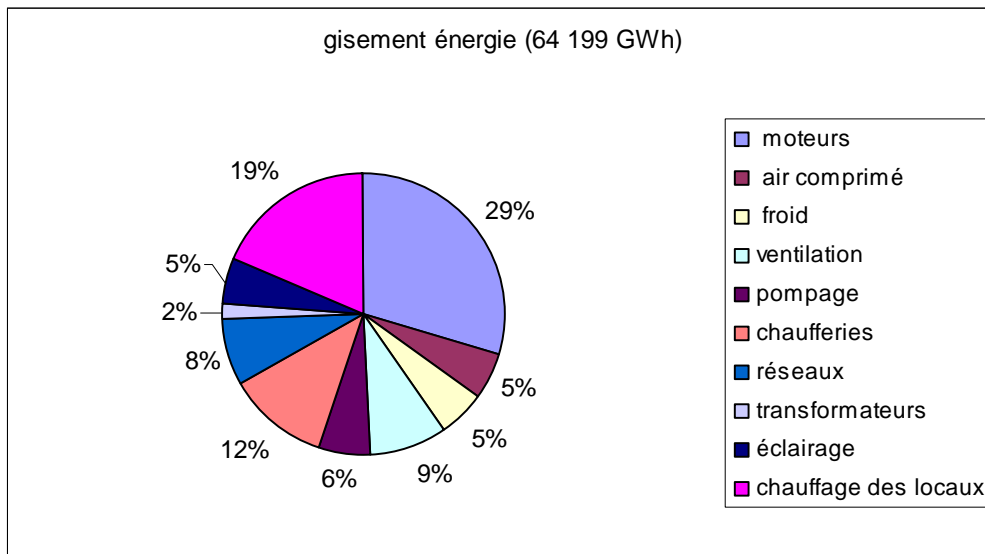
(1) Figures et éléments de contexte issus du Plan National d'Action en matière d'Efficacité Énergétique – Juin 2011.

(2) Etude CEREN « Gisements d'économie d'énergie dans les opérations transverses de l'industrie », 2010.

(3) La production, le transport et la distribution de fluides caloporteurs, le chauffage des locaux, les pertes des transformateurs électriques, l'éclairage, les moteurs électriques, la production d'air comprimé, la production de froid, la ventilation et le pompage.



Graphique 26 : Gisement technique d'économies d'énergie par opération



Source : ADEME / CEREN

Les actions les plus efficaces en termes de réduction des consommations énergétiques seraient à trouver dans : l'utilisation de moteurs synchrones à aimants permanents (12 TWh d'économie) et/ou des moteurs à vitesse variable (11 TWh), la déstratification<sup>1</sup> et l'intermittence du chauffage pour le chauffage des locaux (2 à 4 TWh), le réchauffeur d'air et l'économiseur pour les chaufferies (1.5 à 2.5 TWh), la suppression des fuites pour les réseaux d'air comprimé ou de chaleur (2 TWh) et l'optimisation du réseau hydraulique pour les installations de pompage (1.5 TWh).

Concernant les moteurs, leur consommation représenterait en 2007 70.5 % de la consommation électrique industrielle. Les actions d'économie d'énergie à mettre en œuvre font référence à des technologies matures : moteurs asynchrones de classe d'efficacité IE2 (diffusion industrielle) et IE3 (diffusion encore limitée), dispositifs de variation de vitesse sur les moteurs (diffusion industrielle), variation électronique de vitesse avec un moteur asynchrone à aimants permanents (technologie naissante mais développement envisageable avant 2030), amélioration de la transmission entre le moteur et la machine entraînée (diffusion industrielle), gestion technique centralisée pour des utilités<sup>2</sup> (diffusion industrielle). Le développement des moteurs à aimants sans électronique de pilotage pourrait constituer un premier pas. Le taux de renouvellement annuel des moteurs est de 5 % par an, il faudra donc attendre 2020 pour que la moitié ait été remplacée mais cela représente un gisement important qui devrait être exploité dans les toutes prochaines années (cf Règlement CE640/2009).

La valorisation de la chaleur fatale fait également l'objet de recherches : les technologies de récupération de chaleur, notamment pour les fluides basse température (<90°C), représenteraient un gisement estimé à 40 TWh sur l'ensemble des secteurs industriels. Une des solutions consiste à relever le niveau de température de ces fluides à l'aide de pompes à chaleur haute température (élargissement du

(1) Dispositif de brassage d'air utilisé dans les locaux industriels comportant une grande hauteur sous plafond afin de limiter l'écart de température entre le sol et la partie haute des locaux.

(2) On appelle utilités électriques les pompes, ventilateurs, compresseurs.

domaine de fonctionnement des PAC communément utilisées dans le résidentiel / tertiaire). Actuellement des pilotes industriels fonctionnent à 100°C. Les verrous technologiques sont liés à la montée de la température et concernent les fluides frigorigènes et les compresseurs. Le coût actuel de ces technologies constitue également une barrière. Les technologies THT sont encore émergentes et la PAC THT 140 °C devrait être testée en laboratoire à partir de décembre 2011. Les principales industries concernées sont les industries chimique, agro-alimentaire et papetière.

Dans le même ordre d'idée, la compression mécanique de vapeur est une technologie mature qui consiste à utiliser de la vapeur « usagée » et à lui redonner, par compression, des niveaux de température et de pression utiles dans le procédé. L'obstacle à sa diffusion est à trouver dans le coût des équipements du fait de la complexité du traitement des buées. Cette technologie est classiquement utilisée pour la distillation et la concentration par évaporation (notamment dans le dessalement de l'eau de mer). De nouvelles applications seraient également possibles.

Les actions d'efficacité énergétique transverses à l'industrie présentent des temps de retour assez variables, souvent de l'ordre de quelques années. Certaines peuvent être à coût quasi nul (optimisation d'un réglage) ou faible (réduction de fuites sur le circuit d'air comprimé, isolation de réseaux de chaleur), d'autres demandent des investissements plus conséquents (changements d'un équipement, automatisation).

- **Les économies d'énergie dans les procédés spécifiques à chaque secteur**

Des économies d'énergie sont également possibles en améliorant les procédés propres à chaque secteur industriel. Les technologies sont alors spécifiques et les gains d'efficacité énergétique s'inscrivent dans une démarche d'innovation, pouvant requérir des ruptures.

En parallèle de la recherche d'une démarche de réduction de la consommation d'énergie, on observe dans l'industrie un recours à la substitution énergétique, les industriels faisant le choix de remplacer dans leurs procédés le pétrole et surtout le charbon par du gaz, de l'électricité ou des énergies renouvelables, lorsque les techniques le permettent. Si ces choix ne se justifient pas toujours par la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, dans les faits, le transfert vers des sources d'énergie moins carbonées se traduit souvent par l'utilisation de technologies plus récentes et donc plus performantes.

Les technologies existantes permettraient d'augmenter le recours à l'électricité de 20.6 TWh/an à horizon 2020 par de tels effets de substitution, et l'émergence de nouvelles technologies au-delà de 2020 pourrait entraîner des transferts à hauteur de 40 à 50 TWh/an dans le secteur de la sidérurgie et de 35 TWh/an dans le secteur de la chimie et du raffinage.

*Exemple d'électrification des procédés*

Les fours électriques, qui pourraient représenter une consommation de 10 TWh/an, pourraient connaître un renouveau dans les industries du raffinage avec le développement des fours à induction, et dans l'industrie du recyclage des métaux, avec les fours à arc, technologie encore essentiellement utilisée dans l'industrie de la métallurgie. L'utilisation de l'induction dans l'industrie est un procédé classique, les

évolutions technologiques sont d'ordre incrémental, la rupture technologique est à trouver dans l'utilisation de l'induction dans de nouveaux secteurs notamment celui du raffinage, pour le chauffage des hydrocarbures ou dans l'industrie de l'aluminium.

#### *Exemple de progrès technologiques sur un procédé*

L'électrolyse directe du minerai de fer à partir d'électricité est un procédé de rupture à l'étude, qui fait l'objet d'un développement à l'échelle de pilote de laboratoire permettant de produire quelques kilogrammes de fer. Le déploiement industriel semble encore lointain (au-delà de 2030).

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait être une technologie susceptible de remplacer la production d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel à moyen long terme. (cf.1.5)

### **2.3. Le secteur des transports et en particulier le véhicule particulier**

Dans le domaine des transports, il y a assez peu de ruptures technologiques envisagées à l'horizon 2030-2050. Hormis l'électrification du véhicule (hybrides ou VE), les progrès consisteront davantage en l'optimisation de techniques existantes. A part le secteur ferroviaire qui repose encore largement sur la traction électrique, les autres modes de transport reposent sur une traction thermique, les questions portent alors sur la synthèse des différents carburants, leur utilisation et l'adaptabilité des moteurs à recevoir ces nouveaux types de carburants.

#### **• Les progrès techniques sur les équipements**

En ce qui concerne le véhicule particulier, les grands axes de recherche concernent principalement l'amélioration du rendement des moteurs, le développement de la motorisation électrique et les possibilités d'allègement du véhicule. A l'horizon 2050, trois types de motorisation sont envisageables : la motorisation thermique, hybride thermique-électrique et électrique à batterie. Pour tous ces types de véhicules, des programmes de recherche et développement sont en cours pour réduire la consommation énergétique et s'affranchir autant que possible des ressources fossiles.

#### *Le véhicule thermique*

D'importants gains sont attendus via le downsizing du moteur. Le downsizing consiste à réduire la cylindrée d'un moteur sans en détériorer les performances. Dans le moteur, plus petit et plus léger, les pertes par frottement interne sont minimisées, ce qui conduit à une réduction de la consommation de carburant. En exploitant plus avant ce concept, on peut espérer, à performance égale, une réduction de la consommation au kilomètre de 25 %. L'évolution des procédés de combustion de l'essence et du diesel d'ici 2020 permettra également de diminuer la consommation de carburant et de réduire des émissions de NOx. De plus, la commande électronique des soupapes, permettant de contrôler l'ouverture et la fermeture des soupapes pour déterminer l'activation ou non d'un cylindre, devrait également permettre une diminution des consommations de près de 10 %. La commercialisation de ce système est prévue à court terme (1 à 3 ans). De telles innovations permettront de réduire

significativement les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules, mais pour aller plus loin on peut recourir au GNV, au biocarburant ou encore hybrider la motorisation.

*Le véhicule hybride thermique-électrique : hybridation faible ou forte, avec ou sans batterie rechargeable*

Les innovations possibles dans ce domaine portent sur l'optimisation de la circulation du flux d'énergie entre moteur thermique, batteries et moteur électrique, en fonction de l'usage visé. Pour un usage urbain par exemple, le moteur électrique et les batteries seront davantage mis en avant, tout en veillant à minimiser la masse du véhicule. Compte tenu de la faible autonomie des batteries, le moteur thermique sera prépondérant pour un usage routier. Concernant la batterie en elle-même, la batterie Nickel-métal-hydrure (NiMH) est la batterie la plus largement utilisée pour ce type de véhicule : sa faible capacité la réserve à des véhicules hybrides non rechargeables. Au contraire, les véhicules hybrides rechargeables utilisent majoritairement la batterie Li-ion. Cette dernière procure une autonomie plus grande avec une énergie massique de 120 à 200 Wh/kg<sup>1</sup> mais sa durée de vie n'excède pas quelques années, tandis que la batterie NiMH peut durer 15 ans et est également moins chère. Néanmoins, des progrès techniques et économiques sont attendus à court et moyen terme pour la batterie Li-ion qui devraient promouvoir son utilisation avec l'augmentation de son énergie massique<sup>2</sup>, de sa durée de vie à 8 voire 10 ans, une utilisation plus sûre (diminution des risques d'incendie par l'ajout d'additifs), et une diminution des coûts d'investissement.

*Le véhicule électrique : véhicule tout-électrique à batteries, véhicule à pile à combustible, véhicule électrique à prolongateur d'autonomie par un petit moteur thermique ou une pile à combustible<sup>3</sup>.*

La commercialisation auprès du grand public de ce type de véhicule a commencé récemment en France. L'avenir de ces véhicules dépend notamment des progrès qui pourront être réalisés sur la batterie Li-ion. A plus long terme, 2030-2050, on peut envisager l'apparition d'une batterie Li-Air utilisant l'oxygène présent dans l'air pour fonctionner et disposant d'une densité de puissance de 500 à 1000 W/kg théoriquement<sup>4</sup>, mais de nombreux verrous techniques subsistent encore aujourd'hui.

Les véhicules équipés de piles à combustibles possèdent une plus grande autonomie que les véhicules tout électrique à batteries et peuvent être rechargés rapidement. Cette pile à combustible peut être dimensionnée en tant que prolongateur d'autonomie couplé à une batterie de forte capacité, ou en tant que source principale d'énergie couplée à une batterie de puissance pour les phases d'accélération. Les architectures proposées aujourd'hui dans les prototypes et flottes d'expérimentation, et dans les premières séries annoncées pour 2015-2020, incorporent des piles à combustible de type PEM (membrane échangeuse de protons). Ces dernières possèdent de bonnes propriétés en termes de facilité d'utilisation, de température de fonctionnement, de compacité et de coût en comparaison des autres technologies de

---

(1) On espère également augmenter son énergie massique de 50 % ou plus à l'horizon 2015 selon le CEA.

(2) Dans le but de doubler leur autonomie aujourd'hui à près de 100 km.

(3) Les piles à combustibles qui produisent électricité et chaleur par oxydation d'un carburant et réduction d'hydrogène. Le carburant peut y être liquide ou gazeux : hydrogène, gaz naturel, méthanol, éthanol, biogaz, GPL, essence, gazole (voir 1.5).

(4) Ce qui permettrait d'atteindre une autonomie supérieure à 300 km.

pires à combustible. Le coût des premières séries annoncées reste néanmoins extrêmement élevé en comparaison des moteurs thermiques : la Hyundai ix35 coûtera ainsi 45000\$ dans sa version utilisant une pile à combustible pour 30000\$ dans sa version thermique. Ce surcoût est principalement lié au coût des piles à combustible et à celui de la fabrication du réservoir, qui doit pouvoir garantir un niveau de sécurité au moins équivalent aux véhicules thermiques.

**Tableau 5 : Perspectives de réduction de prix des piles à combustible**

Année	2010	2015	2020	Source
Stade de développement	démonstration	pré-commercial	pré-commercial	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
Durée de vie (heures)	3000	5000	> 5000	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
Coûts d'investissement €/kW			20-30	US Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program Plan, Sept 2011
	500	100	< 40	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
	220-780	42-252	16-98	A portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis

L'investissement dans une infrastructure de distribution d'hydrogène, aujourd'hui inexistante, constitue un autre obstacle au déploiement de ce type de véhicules pour les particuliers, d'autant plus que le coût d'investissement aujourd'hui est d'environ un million d'euros par station.

#### *Le véhicule thermique fonctionnant au gaz naturel*

Même s'il est déjà utilisé par un certain nombre de pays, l'Italie en particulier, les perspectives de développement du Gaz Naturel Véhicule (GNV), en tout cas pour le véhicule particulier, font débat. Les difficultés sont liées notamment au volume du réservoir à gaz, moins dense en énergie qu'un combustible liquide, au développement nécessaire d'un réseau de distribution, ainsi qu'à l'absence de normes internationales concernant la teneur en méthane. Malgré cela, la technologie reste prometteuse en cas de décorrélation durable des prix du gaz et du pétrole, en particulier en ce qui concerne le transport de marchandises pour lesquels des projets commerciaux existent déjà.

L'utilisation du biogaz et de l'Hythane (mélange constitué de 20 % hydrogène et de 80 % gaz naturel) pour ces types de motorisation poserait donc les mêmes problèmes.

Quelle que soit la motorisation du véhicule, un important levier de baisse de la consommation en carburant réside dans la réduction de sa masse, la réduire sans remettre en question le confort est donc le principal enjeu. Pour y parvenir, des progrès peuvent être réalisés en travaillant sur la structure et les matériaux. Mais on peut également envisager de nouvelles architectures, par exemple le moteur-roue qui consiste à disposer un moteur à l'intérieur de chaque roue.

- **Les biocarburants et carburants alternatifs**

*Biocarburants*

En ce qui concerne les biocarburants, la première génération est produite à partir de sucre, d'amidon ou d'huile issus des organes de réserve de plantes vivrières. Elle se caractérise par des technologies de conversion globalement matures et déjà commercialisées. L'éthanol produit pour les moteurs à essence est actuellement obtenu par fermentation des sucres ou d'amidon issu de betterave, canne à sucre, maïs, blé... et le biodiesel est produit à partir d'huiles végétales extraites de graine de colza ou de tournesol en Europe, de palme ou de soja ailleurs. L'éthanol peut également être incorporé à l'essence sous sa forme d'éther, l'ETBE ou éthyl tertio butyl éther, ce dernier est produit par réaction avec de l'isobutène issu des raffineries ou de la pétrochimie.

Les biocarburants dits « avancés » à savoir de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération n'ont pas encore atteint le stade industriel et sont au stade de recherche et développement.

La deuxième génération utilise la ressource ligno-cellulosique (plantes entières, ligneuses ou herbacées, résidus agricoles ou sylvicoles, déchets verts) ce qui étend considérablement le gisement exploitable, qui n'est plus en compétition directe avec les ressources alimentaires mais peut interférer avec les projets de production de chaleur et d'électricité. Les biocarburants de deuxième génération peuvent être produits par voie thermochimique ou par voie biochimique.

La voie thermochimique permet de produire des carburants de synthèse, des bioliquides ou des gaz par gazéification de la biomasse. Cette voie permet également d'obtenir des hydrocarbures liquides grâce à la synthèse catalytique Fisher-Tropsch (FT). L'ensemble de ce procédé permettant la production d'hydrocarbures liquides à partir de biomasse par synthèse FT est appelé BtL (Biomass To Liquid). Ce carburant de synthèse présente plusieurs atouts : il est plus « propre » que le diesel fossile puisqu'il ne contient ni soufre, ni composé aromatique et réduit significativement le contenu en oxyde d'azote et en particules. Il a un indice de cétane proche de celui du diesel fossile. Même s'il n'existe pas encore d'unité industrielle au niveau mondial pour ce type de carburant, le bilan environnemental de ce procédé (gazole Fisher-Tropsch à partir de déchets de bois) est considéré comme très bon : le Joint Research Center estime que la réduction d'émissions de gaz à effet de serre peut atteindre 95 %. Enfin cette voie peut aussi produire du biocarburant aviation (jet) de synthèse.

Cependant, ce procédé nécessite de lourds investissements. Par ailleurs, les verrous technologiques sont importants : il est nécessaire d'améliorer l'efficacité énergétique du procédé, l'ensemble des étapes (pyrolyse, gazéification, catalyse FT) étant très énergivore. Les rendements de conversion de la biomasse sont assez faibles : 14 à 17 % sans ajout d'énergie supplémentaire au procédé de combustion (procédé autothermique) avec la possibilité d'atteindre 20 à 25 % avec ajout d'énergie supplémentaire (procédé allothermique). A noter que d'après le CEA, l'ajout d'hydrogène multiplierait par deux le rendement massique au kilogramme de biomasse, ce qui permet une optimisation de la ressource, avec des carburants compatibles avec les moteurs actuels (démonstrateur pré-industriel Syndièse).

La voie biochimique permet de produire de l'éthanol et plus globalement des alcools à partir de la cellulose de la plante. Les étapes de fermentation des sucres en éthanol,

distillation et purification de l'éthanol sont les mêmes que pour la première génération, mais l'étape préalable consistant à traiter la matière lignocellulosique et la transformation de la cellulose en glucose est bien plus complexe.

Aujourd'hui sur ces deux voies, deux grands projets de démonstration sont en cours : BioTfuel et Futurol, financés par les pouvoirs publics.

Parmi les carburants gazeux, le biogaz s'obtient par méthanisation traditionnelle et en fonction de la ressource utilisée, il peut appartenir aux carburants de génération 1 ou 2, alors que le bioSNG (Synthetic Natural Gaz) s'obtient par gazéification et méthanation, suivi d'une épuration.

Les technologies de conversion des biocarburants de deuxième génération ne sont pas matures et nécessitent encore quelques années de recherche et développement pour atteindre le stade industriel à partir de 2020. Par contre, une étude de la direction générale du trésor de juin 2011<sup>1</sup> montre que les bilans environnementaux pour les procédés de seconde génération sont nettement meilleurs que ceux de la première, que ce soit au niveau de l'impact sur l'effet de serre ou au niveau des autres impacts environnementaux. Les coûts de production des procédés de seconde génération étant nettement supérieurs à ceux des procédés de première génération, il en résulte néanmoins des coûts à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée élevés. Aussi, les technologies de seconde génération nécessiteraient un soutien public important jusqu'en 2020 au moins. Dans l'objectif d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020, le soutien à la recherche est donc fondamental afin de favoriser l'optimisation des différentes filières alternatives et de ne pas engager des ressources publiques trop importantes sur une technologie en particulier.

**Graphique 27 : Place du bioSNG face à ses compétiteurs**

Biocarburant 2G	Niveau de développement		Effort R&D nécessaire <sup>1</sup>	Taille d'installation visée [MW <sub>in</sub> biomasse] 10.....100.....1000	Efficacité énergétique globale [%] 0.....40..50..60..70.....100	Distribution	Utilisation
	Concept/Labo	Pilote/Démo					
<i>Liquide</i>							
Bioéthanol	→		+++		←.....→	+++	+++
Gazole Fischer-Tropsch	→		++++		←...→	++++	++++
Méthanol	→		+++		←...→	++	++
<i>Gazeux</i>							
Biogaz	→		+		←.....→	+++	++++
<b>BioSNG</b>	→		++		←.....→	+++	++++
DME	→		+++		←.....→	++	+
Hydrogène	→		+(+)		←.....→	+	+

<sup>1</sup> au regard de la complexité de la technologie

<sup>2</sup> au regard des circuits de distribution et des applications existantes

Source : GDF-Suez

La troisième génération mobilise les ressources telles que les microalgues et macroalgues en condition autotrophe (capacité à synthétiser de la matière organique à partir de matière minérale) et exploite les sucres, amidon, huiles ou cellulose qui en sont extraits. Il faut noter qu'il n'y a pas encore de réel consensus sur la définition de la 3<sup>ème</sup> génération. Certains y incluent également l'ensemble des microorganismes ou y classent les biocarburants où la biomasse utilisée ne provient pas de surfaces

(1) Lettre Trésor-Eco n°89 de juin 2011, Etude prospective sur la seconde génération de biocarburants : une analyse de leur efficacité économique et environnementale.

terrestres. La 3<sup>ème</sup> génération fait également appel à des voies biochimiques afin de transformer les lipides ou les sucres en hydrocarbures.

Au-delà de leur intérêt en termes de ressources, l'utilisation de ces microalgues et macroalgues pourrait constituer une alternative intéressante aux biomasses utilisées pour la production des biocarburants de la première génération de par leur rendement élevé à l'hectare et l'utilisation de surfaces non cultivables. Ainsi, selon les conditions de production, leurs rendements en huile peuvent être de 10 à 30 fois supérieurs à ceux du colza (de 10 à 40 t d'huile/ha/an).

Les techniques de conversion pour la 3<sup>ème</sup> génération sont matures mais les moyens de production de la ressource ne sont pas prêts, même à moyen terme, la technologie ne devrait pas commencer à se déployer avant 2030. L'ADEME a lancé, courant 2011, un appel à manifestations d'intérêt dédié à cette nouvelle génération de biocarburants.

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, il existe plusieurs appels à projet qui soutiennent le développement des biocarburants avancés. Parmi les plus importants, on peut citer l'appel à projets « démonstrateurs » de l'Ademe au sein du programme Energie et Economie circulaire ainsi que les appels à projet « biotechnologies et bioressources » et « démonstateurs pré-industriels » du programme « santé et biotechnologies ». Ce dernier est un soutien au développement des biotechnologies industrielles indispensables au développement des voies biochimiques. Par ailleurs, le programme Investissement d'Avenir vise également à créer des Instituts d'Excellence d'Énergies Décarbonées.

En termes de prix, le développement des biocarburants sont conditionnés par deux variables clés : le prix du pétrole et les prix des matières premières utilisées. Les progrès technologiques sur les biotechnologies pour les voies biochimiques ou sur l'efficacité énergétique des procédés pour les voies thermochimiques pourront rendre les biocarburants avancés compétitifs.

#### *Carburants alternatifs d'origine fossile*

Les carburants alternatifs d'origine fossile (CtL, GtL) reposent sur la production de diesel et kérosène à partir du charbon et du gaz naturel. La filière de production la plus répandue est la conversion du gaz naturel ou du charbon en gaz de synthèse (« syngaz ») par gazéification suivi de la conversion de ce gaz en liquides par la synthèse Fisher-Tropsch comme pour le BtL. Les recherches en cours se concentrent sur deux procédés : la synthèse FT avec gazéifieur sur lit fixe ou sur lit bouillonnant. La première technologie est en très bonne voie. Deux unités sont opérationnelles au Qatar pays riche en ressources gazières : Oryx GTL (34 000 bbl/j) de la société sud-Africaine Sasol et Pearl GTL (140 000 bbl/j) réalisé par Shell, les deux en coopération avec la société nationale Qatargas. Une troisième, Escravos GTL (34 000 bbl/j) est en cours de construction au Nigeria. Ces unités ont été marquées par d'importantes difficultés techniques à la mise en route et une très forte hausse des coûts. Ainsi l'investissement de Pearl GTL se situerait entre 12 et 18 milliards de dollars à comparer aux 5 Md\$ envisagés au départ. Néanmoins, le contexte a changé avec un prix du pétrole qui pourrait durablement dépasser les 80 \$/b, ce qui est susceptible de redonner un nouvel élan à cette technologie. La seconde technologie a été validée en France mais les recherches en cours visent à améliorer la performance du catalyseur



ainsi que sa résistance mécanique. Le coût de l'investissement reste toutefois le point bloquant de cette technologie, sans parler des impacts environnementaux.

Par ailleurs, des progrès peuvent être faits qui profiteraient à l'ensemble des voies biochimiques et thermochimiques des carburants. Par exemple, les catalyseurs, qui interviennent dans les procédés de conversion de la biomasse ou des ressources fossiles, pourraient voir leur rendement augmenter, leur besoin en opération de maintenance diminuer et bénéficier d'une plus grande flexibilité dans la qualité des ressources qui y sont introduites. L'apport d'hydrogène est nécessaire à différentes étapes de la production de carburants alternatifs, notamment lors de l'ajustement du syngaz et de l'hydrogénation des huiles végétales ou pyrolytiques. L'amélioration du procédé de production de l'hydrogène contribuerait donc à la production des carburants alternatifs. De même pour le captage et stockage du CO<sub>2</sub> issus des filières CtL, GtL et de la méthanisation.

Compte tenu des différents verrous technologiques à lever d'ici là, à l'horizon 2030, le véhicule particulier de demain pourrait être un véhicule léger (d'un peu moins de 800 kg), possédant une motorisation hybride thermique-électrique, équipé d'un moteur à 3 cylindres, à performances limitées et consommant un biocarburant de 2<sup>ème</sup> génération.

Auditions sur le thème Technologies	Intervenants rencontrés
Stockage	ATEE (Marc Hiegel)
CCS, gaz de schiste	IFPEN (F. Kalaydjian)
Hydrocarbures	UFIP (O. Gantois, C.Chavane)
MDE, gestion de l'intermittence ENR/stockage	ADEME (P. Douillard ; L. Meunier ; T. Gaudain ; N. Thonnay)
Filière gaz, CCS	AFG (H. Malherbe ; L. Lu)
méthanation et utilisations CO2	IFPEN (L.Forti)
Smart Grids	CRE (E. Rodriguez ; R. Picard ; MH. Briant)
MDE et stockage	Gimelec (H. Vérité)
Flexibilité gaz/élec ; compteurs évolués ; gaz-to-power ; injection biogaz	GRDF GDF (A. Mazzenga ; J. Lemaistre ; O. Guerrini ; JP. Reich)
Photovoltaïque	INES (P. Malbranche)
Technologies de production de l'électricité	EDF (J.P. Boutte)
BtL	CEA (J-G Devezeaux)
Progrès des réacteurs gen III grâce à la R&D (dont sûreté)	CEA (Ph Billot)
Le programme Gen IV	CEA (F. Gauché)
Déploiement Gen IV et Scénario d'accélération Gen IV	CEA (B Boullis)
Applications non électrogènes du nucléaire	CEA (A. Porracchia)
Synergies nucléaire et ENR	CEA (F. Carré)
Progrès technique du nucléaire	AREVA (R. Berger)
Accélération du programme Gen III	AREVA(R. Berger)
Le recyclage des combustibles usés	AREVA (R.Berger et C. Drevon)
Gestion des déchets	ANDRA (F. Boissier)
Sûreté des réacteurs et des installations du cycle dans le contexte général et post Fukushima	ASN (A.C. Lacoste Président et M.P. Comets Commissaire)
Situation du nucléaire en France et dans le monde	GDF-Suez (P. Pradel)
Situation du parc existant France	EDF (Dir Stratégie et direction Production Ingenierie) (Y. Giraud ; L. Joudon)
Gen 3, international et renouvellement du parc	EDF (direction Production Ingenierie) (Y. Giraud)
Déconstruction, Combustible, déchets	EDF-DPI(Y. Giraud – A. Keramsi)
Cycle du combustible pour les réacteurs vus de l'exploitant	EDF (DCN) (M. Pays)

Cette annexe a bénéficié de l'apport de la mission de Prospective technologique du CAS présidée par Jean Bergougnoux.



## Annexe 4

# Réseaux et marchés

Cette annexe évoque l'évolution des réseaux électriques et gaziers en lien avec le mix énergétique, ainsi que les impacts attendus de ces évolutions sur le fonctionnement du marché, et notamment des prix.

## 1. La construction du marché européen de l'énergie et les développements des réseaux électriques et gaziers associés

### 1.1. Une volonté européenne de créer le marché unique de l'énergie

Les trois principaux objectifs de la politique énergétique européenne, rappelés dans la communication Energy 2020<sup>1</sup> sont la durabilité, la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

Pour concourir à l'atteinte de ces objectifs, le Conseil Européen du 4 février 2011 a rappelé la nécessité de se doter « d'un marché intérieur de l'énergie intégré, interconnecté et pleinement opérationnel », afin de « permettre à la population de bénéficier de prix plus fiables et compétitifs, ainsi que d'une énergie plus durable ». L'objectif est d'achever le marché intérieur « d'ici 2014 de façon à permettre la libre circulation du gaz et de l'électricité. ». Pour autant, la réalisation d'un tel marché, initiée il y a plus de 10 ans<sup>2</sup>, implique encore une meilleure intégration des marchés et des développements d'infrastructures importants.

---

(1) COM(2010) 639/3.

(2) Une série de paquets réglementaires dits « marché intérieur de l'énergie » (MIE), en 1996-98, 2003, puis 2009, ont notamment contraint les états à progressivement ouvrir à la concurrence les activités de production et de fourniture d'énergie, et à accroître l'interconnexion et l'intégration entre marchés. A titre d'exemple, depuis 2007, les consommateurs européens sont ainsi libres de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Concernant l'intégration, l'extension du couplage de marchés via la définition d'orientations-cadres ainsi que de codes de réseau applicables à l'ensemble des réseaux européens est par exemple nécessaire (cf. 1.2). Pour rendre possible ces évolutions, une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), a notamment été créée en 2009 (opérationnelle depuis 2011) et travaille avec les régulateurs en collaboration avec les associations des gestionnaires de réseaux de transport ENTSO-E (électricité) et ENTSO-G (gaz).

Concernant les infrastructures, la commission a proposé le 19 octobre 2011 un règlement « concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques européennes ». Celui-ci définit un certain nombre de corridors prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques pour l'électricité et le gaz, identifiés sur la base des schémas de développement des réseaux européens proposés par les ENTSOs (cf. 1.3).

## **1.2. Une convergence dans les règles de marché et d'utilisation des interconnexions**

### **➤ Pour l'électricité**

Les réseaux de transport d'électricité des pays européens sont depuis longtemps connectés les uns aux autres, à la fois pour permettre une assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux en cas de déséquilibre offre/demande, mais aussi pour bénéficier de la complémentarité des parcs de production dans le cadre de transactions commerciales transfrontalières. Dans un contexte de libéralisation des marchés de l'énergie, les interconnexions permettent également de développer la concurrence sur les marchés nationaux. Néanmoins, les capacités de transit au niveau des interconnexions étant limitées, des méthodes d'attribution des capacités (ou « gestion des congestions ») sont nécessaires.

### **➤ Vers une convergence des méthodes d'attribution des capacités aux interconnexions électriques**

Initialement, les capacités aux interconnexions étaient attribuées par des contrats de long terme, qui ont ensuite progressivement été supprimés au profit de méthodes basées sur le marché<sup>1</sup>.

Dans un premier temps, ces méthodes ont d'abord été définies au cas par cas entre pays. Ensuite, dès février 2006<sup>2</sup>, elles se sont inscrites dans le cadre des initiatives régionales électricité (ERI), qui impliquent à différents niveaux les autorités de régulation nationales, les gestionnaires du réseau de transport (GRT), et tous les acteurs concernés (notamment les marchés organisés). Aujourd'hui, la France est impliquée dans 4 des 7 initiatives régionales<sup>3</sup> (cf. ci-dessous).

---

(1) L'arrêt de la CJCE C-17/03 du 7 juin 2005 a mis fin à la priorité d'accès accordée aux contrats de long terme, et les règlements européens imposent de « mettre en place des méthodes, indépendantes des transactions, non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés ».

(2) Ces initiatives ont été mises en place par l'ERGERG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), qui a depuis disparu et dont le rôle a été repris par l'ACER.

(3) FUI (R-U et Irlande) ; Centre-ouest (Allemagne, Benelux) ; Sud-ouest (péninsule ibérique) ; Centre-sud (Italie, Autriche, Grèce, Slovaquie, Allemagne).

Figure 1 : Cartographie des initiatives régionales électricité européennes

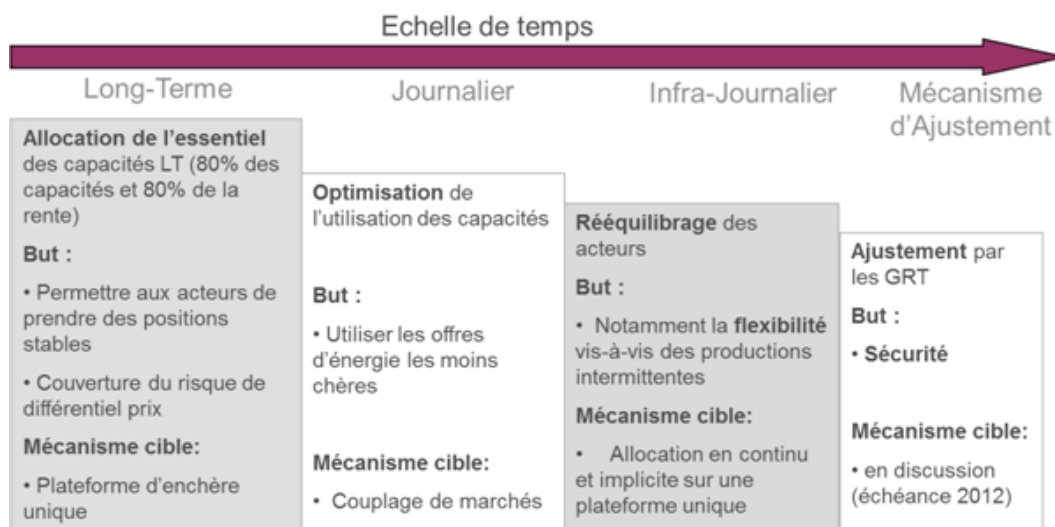


Source : CRE.

La dernière étape de la convergence des méthodes d'attribution de capacités entre pays est actuellement en cours. Pour chaque horizon temporel (long-terme ; journalier ; infra-journalier ; ajustement), des orientations-cadres (« framework guidelines ») élaborées par l'ACER définissent des mécanismes cibles pour la gestion des congestions et l'allocation des capacités (cf. graphe). Ces orientations-cadres servent ensuite de cadre aux GRT pour l'élaboration des codes réseaux.

Comme le montre le Graphe ci-dessous, les échanges aux différents horizons temporels répondent à des logiques et des contraintes différentes. Par conséquent, les mécanismes cibles proposés par les régulateurs sont différents, adaptés à chacun des horizons temporels. En particulier, le mécanisme cible pour les échanges journaliers est le couplage de marchés, détaillé dans le paragraphe suivant.

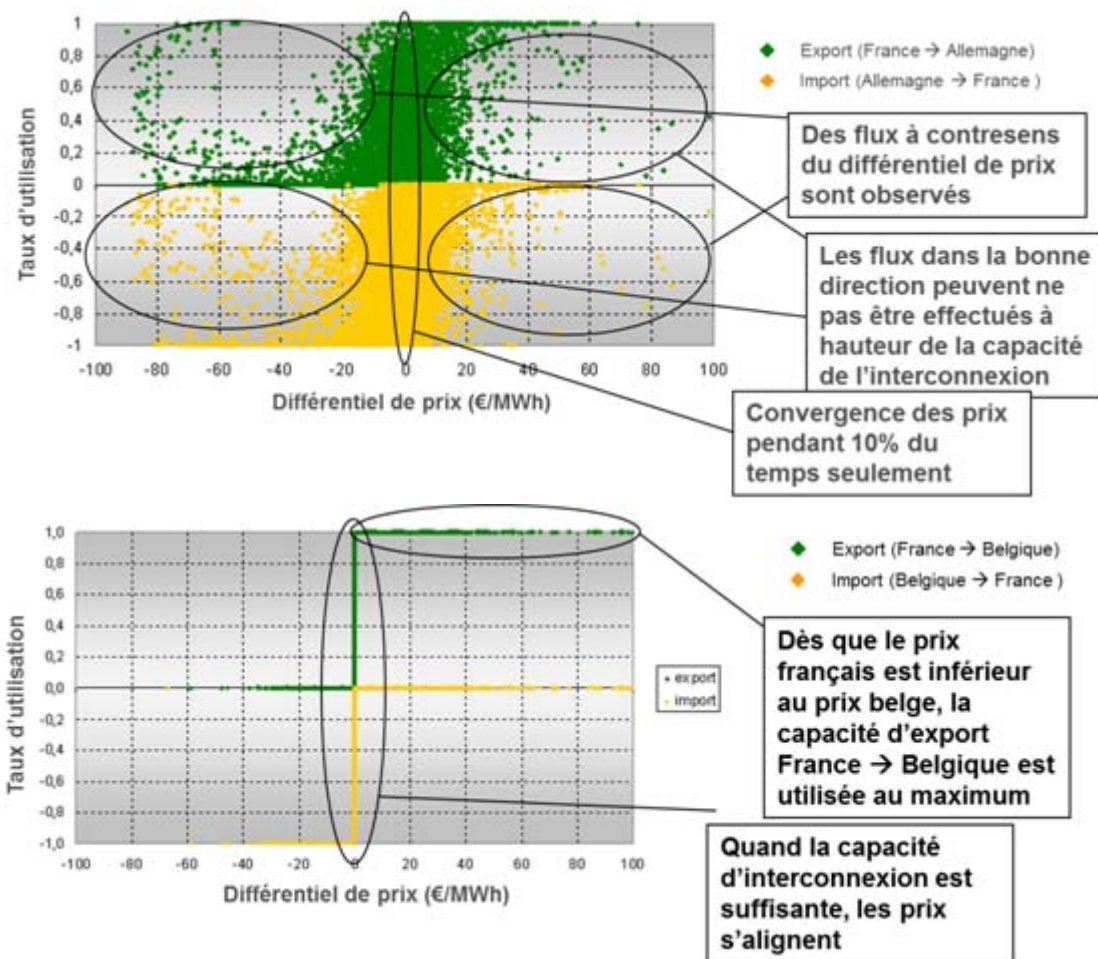
Figure 2 : Description des mécanismes cibles pour les échanges d'électricité



➤ **Vers un couplage des marchés pour les échanges journaliers**

Avec un mécanisme d'enchère « explicite », l'offre et la demande sont confrontées indépendamment sur chaque marché, avec une gestion séparée des interconnexions. Au contraire, avec un mécanisme de couplage de marché la préséance économique s'applique sur l'ensemble des zones couplées, ce qui permet d'attribuer implicitement la capacité de l'interconnexion aux transactions d'énergie frontalières les plus efficaces. Ce mécanisme permet donc une utilisation optimale des interconnexions, le flux d'énergie allant toujours du marché le moins cher vers le marché le plus cher, ce qui n'est pas systématique avec un mécanisme d'enchère (cf. graphes ci-dessous). En revanche, il nécessite une coordination importante entre les gestionnaires de réseaux, les marchés organisés et les régulateurs.

**Figure 3 : Comparaison d'une gestion des interconnexions par enchères explicites (France-Allemagne, avant le 09/11/2010) ou par couplage des marchés (France-Belgique)**



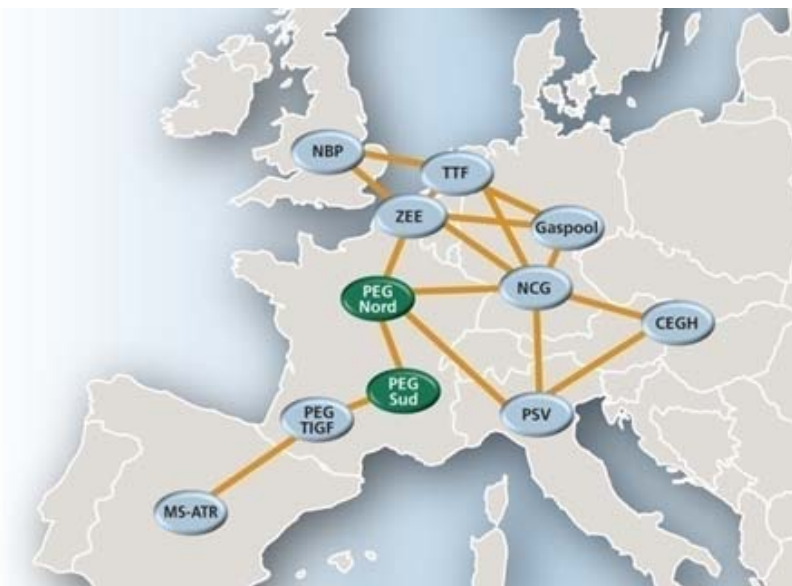
Source : CRE

### ➤ Pour le gaz

Les structures institutionnelles et les grandes étapes d'intégration des marchés évoquées dans la partie précédente se retrouvent également pour le gaz. Comme pour l'électricité, trois initiatives régionales gazières (GRI) ont été créées par l'ERGEG en 2006 (Nord-Ouest ; Sud-Sud Est et Sud) afin de promouvoir la coopération entre GRT et accélérer l'intégration des marchés, et on retrouve le principe de lignes directrices élaborées par l'ACER. Néanmoins, les enjeux des marchés gaziers sont sensiblement différents de ceux de l'électricité.

Au niveau physique, en premier lieu la ressource est répartie de manière beaucoup moins homogène. Ensuite, les réseaux gaziers offrent des possibilités de stockage importantes, à la fois grâce au stockage en conduite et par la mobilisation de stockages souterrains. Par conséquent, le développement des interconnexions relève plus d'une logique de diversification et d'optimisation des approvisionnements que d'une logique d'équilibrage et d'optimisation du parc. Enfin, le couplage du marché français avec celui de ses voisins est encore loin d'être une réalité, puisque subsistent encore au niveau national plusieurs zones d'équilibrage.

Figure 4 : Les principales zones d'équilibrage gazières en Europe de l'Ouest



Source : GRT Gaz

### 1.3. La planification concertée du développement des réseaux électriques et gaziers européens dans le cadre de plans décennaux

Les associations ENTSO-E et ENTSO-G ont été créées en 2008-2009 en anticipation de l'entrée en vigueur du troisième paquet législatif « marché intérieur de l'énergie » (MIE) début 2011. Leur principal rôle est d'accroître la coopération et la coordination entre gestionnaires de réseaux nationaux, pour permettre un développement concerté des réseaux électriques et gaziers.

Une partie de l'activité des ENTSOs est d'établir des plans décennaux de développement des réseaux européens. Ces plans, à partir des projections d'évolution des offre/demande au niveau national et européen, permettent d'avoir une vision prospective des besoins de développement des réseaux transnationaux à horizon 2020, afin de coordonner l'action des gestionnaires de réseau.

### ➤ Plan décennal ENTSO-E

Le plan décennal d'ENTSO-E insiste sur les besoins importants de nouveaux investissements dans les réseaux électriques pour résorber les congestions actuelles ou à venir. A horizon 2020, l'ensemble des projets « d'importance européenne »<sup>1</sup> répertoriés par ENTSO-E représente ainsi 42 100 km de lignes (cf. Table ci-dessous), à comparer au réseau actuel de 300 000 km, et les investissements à réaliser dans les 5 prochaines années pour permettre leur réalisation représentent d'après l'ENTSO-E un total de 23 à 28 Mds€.

**Tableau 1 : Synthèse des projets de lignes électriques identifiés par ENTSO-E à horizon 2020**

<b>Project technology</b>	<b>Total Length Km</b>	<b>Length of new connections Km</b>	<b>Length of upgraded connections Km</b>
AC	32500	25700	6900
<i>of which &gt;300kV</i>	<i>29600</i>	<i>23200</i>	<i>6400</i>
DC (mainly subsea)	9600	9600	0
<b>TOTAL</b>	<b>42100</b>	<b>35300</b>	<b>6900</b>
<i>of which in mid-term</i>	<i>18700</i>		

*Source : ENTSO-E*

La plupart de ces projets (23 200 km) consistent en la création de nouvelles lignes aériennes très haute tension (THT) en courant alternatif (AC). En effet, ce type de lignes est actuellement d'un point de vue technico-économique la solution optimale pour le transport d'électricité sur longues distances. Néanmoins, des projets utilisant d'autres technologies (par exemple lignes souterraines à courant continu) sont également planifiés, notamment pour répondre aux contraintes d'acceptabilité locale, mais avec en contrepartie des surcoûts importants<sup>2</sup>.

Dans son plan décennal, ENTSO-E fait l'exercice de classer les projets de lignes en fonction de leur contribution à l'atteinte des objectifs européens : sécurité d'approvisionnement (security of supply SoS) ; durabilité (renewable sources ReS) ; compétitivité (integration of energy market IEM). Le résultat, sur la Figure ci-dessous, montre que les projets contribuent de manière presque égale à l'atteinte de ces trois objectifs.

(1) Ce qui correspond aux interconnexions et aux lignes THT du réseau de transport national.

(2) A titre d'exemple, le dossier de concertation sur la ligne Avelin-Gavrelle indique que le coût lié à la construction de cette ligne en souterrain atteindrait au minimum 460M€, soit 8 fois le coût du projet en technique aérienne.



Figure 5 : Contribution des projets de lignes à l'atteinte des différents objectifs européens



Source : ENTSO-E

NB : La prochaine version du plan décennal, prévue pour 2012, est actuellement en discussion au sein de l'ENTSO-E, sur la base du résultat des dernières modélisations de l'équilibre offre-demande pour la période 2011-2025 (*ENTSO-E's Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2011- 2025*).

#### ➤ Description plan décennal ENTSG

Comme l'ENTSO-E, ENTSO-G fait l'exercice d'identifier les projets de développement du réseau européen de gaz susceptibles de se réaliser à horizon 2020, en distinguant les projets dont la décision finale d'investissement a été prise (*final investment decision* FID) ou non. L'ensemble de ces projets<sup>1</sup> représente un montant d'investissement de près de 90 Mds€.

Tableau 2 : Estimation agrégée des investissements prévus dans les réseaux de gaz

Aggregation	Aggregate Cost Estimate for Infrastructure Investments (in € 10 <sup>6</sup> )
Transmission projects – FID	13,711
Storage projects – FID	4,260
LNG Projects – FID	3,570
Transmission projects – Non-FID	58,556
Storage projects – Non-FID	2,593
LNG projects – Non-FID	6,614
Subtotal FID projects	21,514
Subtotal Non-FID projects	67,763
<b>TOTAL</b>	<b>89,304</b>

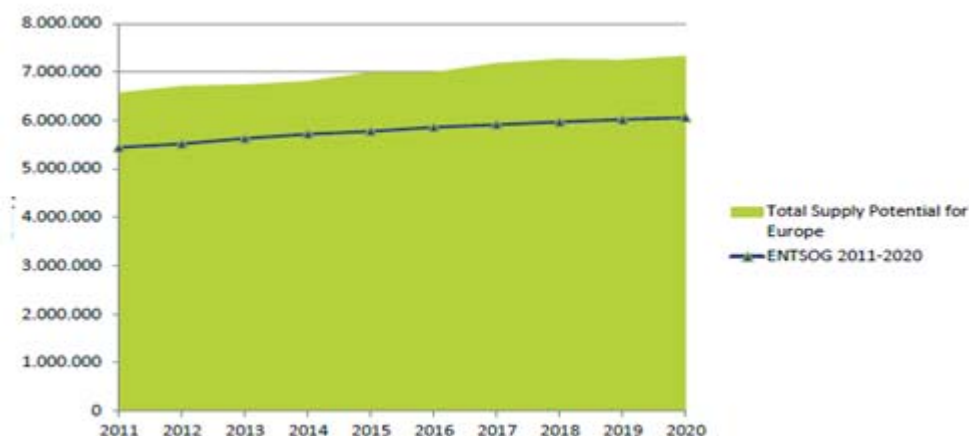
Source : ENTSO-G

(1) Certains projets n'ont pas été inclus dans l'estimation, car les montants d'investissement correspondant n'ont pas pu être rendu publics pour des raisons de confidentialité.

Dans son rapport, ENTSO-G évalue ensuite, à partir de scénarios variés, la capacité du réseau européen à répondre à la demande dans un ensemble de situations (climatiques, disponibilité des installations et des sources d’approvisionnement etc...) afin d’identifier d’éventuels besoins de renforcement du réseau.

Le résultat des modélisations effectuées montre que les projets actuellement précédemment identifiés, s’ils se réalisaient effectivement, permettraient une amélioration globale de l’adéquation offre/demande au niveau européen. Le Graphe ci-dessous montre ainsi que des marges subsistent dans le cas du scénario de demande le plus exigeant. Néanmoins, il est important de rappeler que ces marges au niveau global n’impliquent pas nécessairement une adéquation offre/demande en tout point du réseau. En particulier, ENTSO-G identifie trois régions sensibles: Danemark-Suède ; les Balkans et Pologne-Lithuanie.

**Graphique 1 : Adéquation offre/demande gazière au niveau européen dans un des scénarios de l’ENTSO-G**



Source : ENTSO-G

### ➤ Le paquet infrastructures européen

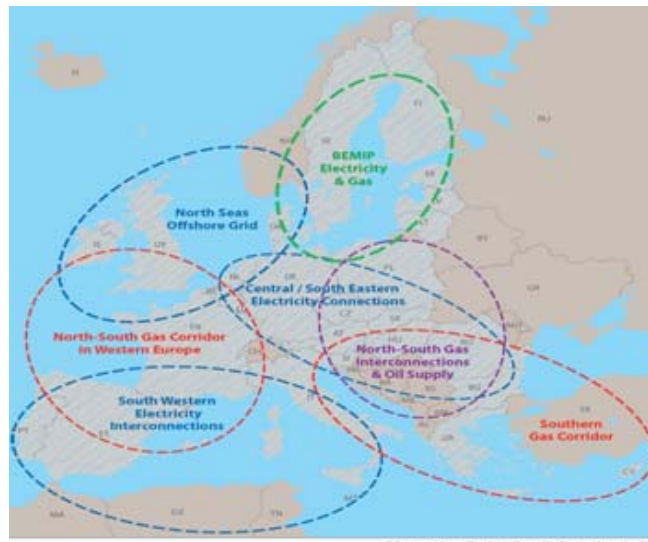
Les plans décennaux proposés par les ENTSO ont mis en lumière les importants besoins d’investissement dans les réseaux. A partir d’une analyse utilisant le modèle PRIMES, la commission européenne est arrivée aux mêmes conclusions, mais dans des proportions plus importantes. Dans sa communication du 17/11/2010 « Priorités en matière d’infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré », elle identifie un besoin d’investissement dans les réseaux de transport d’énergie d’ici à 2020 de 200 Mds€. D’après les résultats de la modélisation, la réalisation de ces investissements permettrait de créer environ 775 000 emplois supplémentaires au cours de la période 2011-2020 et d’accroître le PIB européen de 19 Mds€ d’ici à 2020, par rapport à une croissance selon un scénario de statu quo. A noter que l’estimation de 200 Mds€ donnée par la Commission paraît sensiblement plus élevée que celle donnée dans les plans décennaux des gestionnaires de réseau (cf. *supra*), sans que cette différence ait pu être expliquée par la Commission.

D’après la Commission, la moitié seulement des investissements pourront être assumés par les marchés seuls. Une partie de ce déficit est imputable à l’acceptabilité réduite du public pour ces projets, qui engendre des délais importants pour

l'obtention des autorisations requises en matière d'environnement et de construction, mais aussi à des difficultés d'accès au financement et au manque d'instruments d'atténuation des risques adéquats, notamment pour les projets présentant des externalités positives et des avantages plus vastes sur le plan européen, mais dont la justification commerciale n'est pas suffisamment solide.

Pour répondre à ces difficultés, la commission a publié le 19 octobre 2011 une proposition de règlement « concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes ». Ce règlement identifie 12 corridors énergétiques prioritaires, sur la base des plans décennaux des ENTSO, au sein desquels les projets labélisés d'« intérêt européen » pourraient bénéficier de procédures administratives spécifiques (réduction des délais, allocation des coûts entre pays) et éventuellement d'un financement européen. La proposition de cadre financier pluriannuel (budget européen), transmise par la Commission le 29 juin 2011 pour la période 2014-2020, prévoit un budget ambitieux de 9 Mds€ pour financer ces infrastructures énergétiques.

**Figure 6 : Corridors énergétiques prioritaires identifiés par la Commission européenne**



Source : *Étude d'impact de la Communication Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà.*

#### 1.4. Les perspectives de développement des réseaux européens à plus long terme : un supergrid ?

Le terme de « supergrid », ou d'autoroutes de l'électricité<sup>1</sup>, est parfois employé pour parler des visions prospectives de ce que pourrait être le futur du réseau européen de transport d'électricité. En particulier, l'augmentation des besoins de transit d'électricité à la fois en puissance et en distance, amène les gestionnaires de réseau à envisager pour les nouvelles lignes électriques des niveaux de tension supérieurs ou

(1) Notamment dans la proposition de règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

des lignes en courant continu<sup>1</sup>. Le courant continu peut également être utilisé pour des lignes souterraines (ou sous-marines), lorsqu'un tracé aérien acceptable se révèle impossible à trouver.

La réflexion autour de ce futur « supergrid » européen est initiée en particulier pour deux régions :

- la première est celle de la Mer du Nord, en raison du développement important planifié d'éoliennes en mer, dont le raccordement avec les différents pays concernés, s'il est concerté, peut servir de base à un « supergrid ». Un cadre de discussion pour l'étude de cette perspective à horizon 2030 a été mis en place, la « North Sea Countries Offshore Grid Initiative » ;
- la seconde est celle de la région Méditerranéenne, pour favoriser l'échange d'électricité entre les pays des rives Nord et Sud de la Méditerranée. Dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée, le plan solaire méditerranéen fixe en effet l'objectif de 20GW de production d'électricité renouvelable dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, dont une partie destinée à l'export. Le consortium MEDGRID mène actuellement la réflexion sur les lignes transméditerranéennes en courant continu qui pourraient permettre de réaliser ces échanges.

Le développement de ces nouvelles lignes de transport sur grande distance (autoroutes de l'électricité), s'il est aujourd'hui technologiquement possible<sup>2</sup>, pose néanmoins plusieurs questions. En particulier, développer un réseau maillé en courant continu est technologiquement complexe. Actuellement, les lignes en courant continu sont reliées par des convertisseurs au réseau alternatif, mais le développement d'un supergrid en courant continu posera la question de son insertion avec le réseau alternatif actuel. De plus, le statut d'un tel supergrid, ainsi que son financement serait actuellement à définir (supranational, national ?). Enfin, l'échange d'électricité entre les pays du Nord et du Sud de la Méditerranée pose encore des obstacles politiques et réglementaires importants, notamment en raison de procédures et de fonctionnement des marchés différents.

## 2. Les perspectives du développement des réseaux électriques et gazier au niveau français et les investissements associés

### 2.1. Les schémas décennaux de développement des réseaux de transport nationaux

Comme c'est le cas au niveau européen, le troisième paquet législatif MIE prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz soumettent à l'autorité de régulation (en l'occurrence la CRE) un plan décennal de développement du réseau.

---

(1) Le 400 kV alternatif aérien se révèle adapté pour le transport de 2-3GW sur 200-300km, mais le 800kV alternatif aérien est plus approprié pour un couple puissance-distance de 3-5GW sur 300-1000km (source : RTE).

(2) D'après l'entretien avec MEDGRID, la faisabilité technique des câbles sous-marins en courant continu (HVDC) a été confirmée pour des profondeurs <2000 m (câble Sardaigne-Italie 500MW). En aérien, des lignes de 6,4GW sur 2000km ont été construites en Chine.

### ➤ Schéma décennal de développement du réseau électrique

Le premier schéma décennal est actuellement soumis à consultation par le RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Ce schéma décennal traduit les orientations de la Programmation Pluriannuelle d'Investissements de Production en vigueur. Il a pour obligation d'être en cohérence avec le plan décennal européen de l'ENTSO-E en vigueur au moment de son élaboration et servira de donnée d'entrée pour l'élaboration du prochain plan décennal européen.

Le message fort de ce plan est que les mutations actuelles du paysage énergétique appellent un développement significatif des capacités de réseau pour les années à venir. En effet, les mesures de maîtrise de la demande en énergie (MDE), les incitations aux transferts d'usage vers l'électricité (pompes à chaleur, transports électriques) et le développement d'énergies renouvelables dispersées vont entraîner une modification de la topologie des flux sur le réseau, avec notamment des fluctuations plus fréquentes, avec des amplitudes plus marquées et qui couvrent des distances plus longues. Pour permettre l'accueil de ces flux, il faut selon RTE développer le réseau français, mais aussi accroître les capacités d'échanges avec les voisins. D'ici 2020, RTE entend ainsi accroître d'environ 8 GW les capacités d'échange internationaux. Le graphe ci-dessous répertorie les principaux projets du RTE à horizon 2020.

Figure 7 : Projets de développement du réseau de transport d'électricité



Source : RTE

En termes d'investissements, à horizon 2020 le schéma décennal de développement du réseau électrique chiffre les investissements nécessaires pour le réseau de transport

à 10 Mds€<sup>1</sup>. Ces investissements sont prévus pour que le réseau soit à cet horizon robuste aux principales évolutions possibles du mix énergétique.

A horizon 2030, le rythme d'investissement devrait s'accroître légèrement. RTE estime que les investissements totaux à réaliser à cet horizon seront de l'ordre de 30 à 45 Mds€<sup>2</sup>, soit un rythme de 1,5 à 2,5 Mds€/an en moyenne, qui nécessitera une évolution adaptée du tarif d'acheminement. Cette différence s'explique par plusieurs incertitudes à cet horizon, susceptibles de modifier sensiblement le montant des investissements à réaliser :

- la première est celle du mix énergétique à cet horizon. En particulier, RTE estime que le besoin de « respiration européenne » lié à une forte évolution du mix énergétique en France, entraînerait 15 000 MW de besoins en capacités d'interconnexions supplémentaires sur 20 ans, correspondant à un coût évalué à environ 350 millions par an sur la période pour RTE. ;
- la seconde est celle du choix du type de réseau à implanter. En particulier les montants d'investissement entre des lignes aériennes ou souterraines, sont sensiblement différents (avec un surcoût global de l'ordre de 10 Md€ pour la seconde option) ;
- enfin, la troisième est celle des délais de construction des lignes, qui peuvent être impactés notamment en raison des fortes oppositions locales que les projets ont tendance à susciter.

#### ➤ **Schéma décennal de développement du réseau gazier**

Par rapport aux autres réseaux européens, le réseau français présente l'avantage d'être très interconnecté (Belgique, Allemagne, Suisse-Italie, Espagne). C'est notamment le seul pays européen à avoir un accès réparti entre flux du Nord, de l'Est de l'Europe et flux de gaz naturel liquéfié (GNL), grâce notamment à trois terminaux méthaniers.

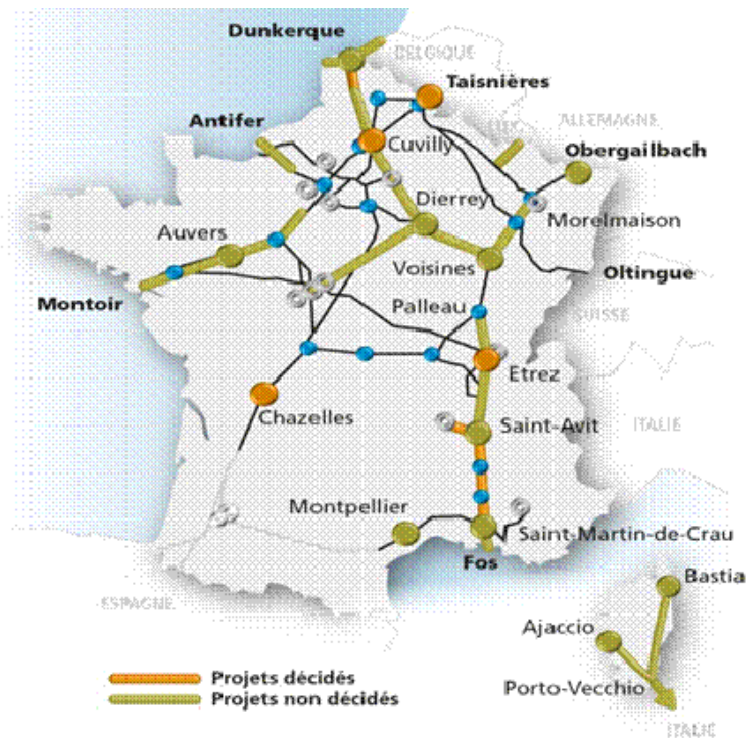
Les principaux renforcements décidés ou envisagés par GRTgaz, détaillés dans le plan décennal de développement du réseau, sont représentés sur le schéma ci-dessous.

---

(1) Les 3 Mds€ à réaliser dans les trois ans se répartissent de la manière suivante : 21 % interconnexions internationales ; 27 % sécurité d'alimentation et croissance de la charge ; 19 % raccordement et accueil de la production ; 32 % sûreté système

(2) La fourchette d'investissements pour le réseau de transport dans le scénario UFE est de 36 à 44 Mds€.

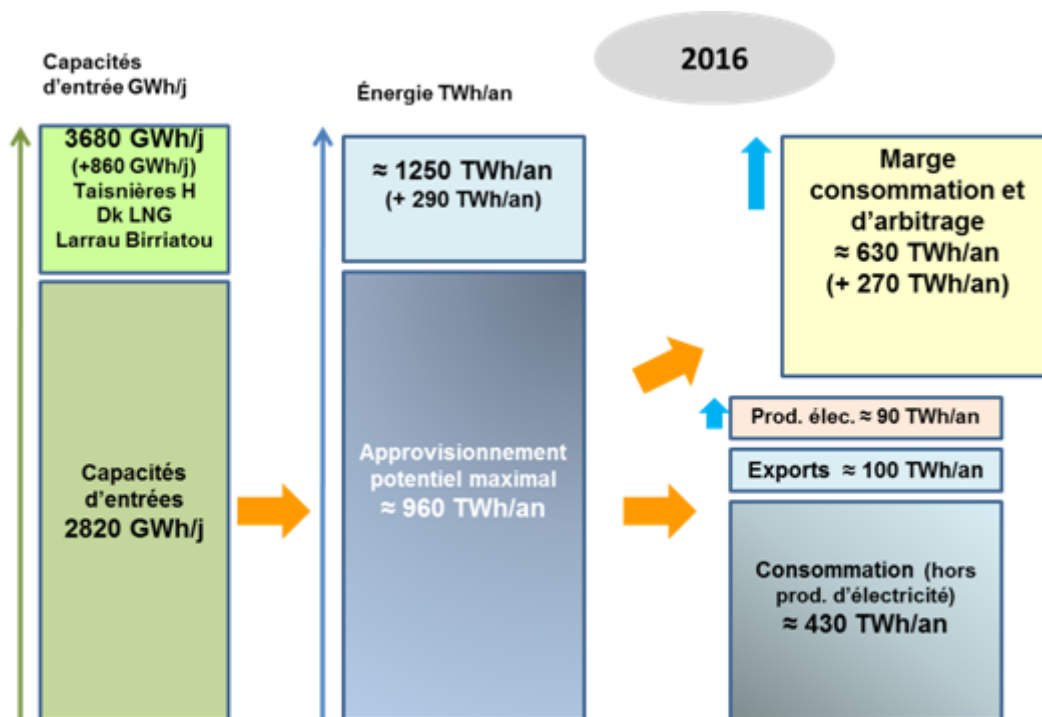
Figure 8 : Renforcements du réseau de gaz décidés ou envisagés dans le plan décennal de développement du réseau de gaz de GRTgaz



Source : GRTgaz

Lors de son audition, GRTgaz a souligné le fait que les nombreuses décisions d'investissement prises en 2011, de l'ordre de 1,6 Mds€, vont modifier profondément la robustesse, la capacité d'évolution et la manœuvrabilité du réseau de GRTgaz dès l'horizon 2016. En particulier, la flexibilité intra-journalière ainsi que les capacités d'entrées seront fortement accrues (cf. graphe ci-dessous). GRTgaz posera, d'ici 2016, 650 km de canalisations en Ø1200 mm (actuellement 30 km uniquement), et souligne la bonne acceptabilité sociale de ces ouvrages (débat public sans opposition notable).

Figure 9 : Evolution des capacités d'entrée sur la zone de GRT gaz liées aux projets déjà décidés



Source : GRT gaz.

A horizon 2020, des développements additionnels sont envisagés dans le plan décennal, afin de permettre la fusion physique des zones Nord et Sud, et accroître encore les capacités d'entrée par gazoduc et GNL. D'après les auditions menées, ces développements additionnels pourraient représenter des montants d'investissement de 6 à 8 Mds€, mais ils ne seront réalisés que si les échanges avec les opérateurs<sup>1</sup> font état d'un intérêt réel. Aussi, ces montants doivent être pris avec prudence. A horizon 2030, aucun montant d'investissement prévisionnel n'a été annoncé<sup>2</sup>.

La flexibilité intra-journalière est un enjeu majeur pour le gestionnaire de réseau, qui est aussi le gestionnaire d'équilibre. En effet, à la différence du réseau électrique, le réseau de gaz fait uniquement l'objet d'un équilibrage journalier et c'est à GRTgaz d'assurer la modulation des clients.

Hors, entre 2009 et 2011, le parc de CCG et de Turbine à combustion (TAC) gaz est passé de 1 à 5 GW installés, ce qui a significativement accru le besoin de modulation infra-journalière. Cette tendance devrait se poursuivre, puisque GRTgaz anticipe un parc CCG&TACgaz de 8 GW pour 2016-2018, et que la modulation du parc CCG&TACgaz devrait s'accroître pour compenser l'intermittence de la production ENR.

(1) Consistant notamment en des appels à souscription de capacités (ou « open season »).

(2) Pour avoir un ordre d'idée des investissements annuels engagés par les opérateurs des réseaux de transport de gaz, on peut s'appuyer sur la délibération de la CRE du 15 décembre 2011 qui indique les montants des programmes d'investissements approuvés pour 2011 et 2012. Ceux-ci sont en 2011 de 532 M€ et 84 M€ et en 2012 de 764 et 163 M€ (pour GRT et TIGF resp.).



Pour répondre aux besoins de flexibilité infra-journalières, GRTgaz s'appuie sur des sources de flexibilité comme l'injection de stock en conduite, la sur ou sous sollicitation des stockages, et a mis en place au 1<sup>er</sup> avril 2011 un service spécifique de flexibilité intra-journalière<sup>1</sup>.

Actuellement, et grâce aux nouveaux projets décidés (cf. graphe ci-dessus), GRTgaz considère donc que même dans un cas de forte réduction de la part du nucléaire, la capacité gaz serait suffisante pour apporter un approvisionnement diversifié aux nouvelles centrales CCG.

NB : La zone Sud-Ouest du réseau de transport de gaz étant gérée par TIGF et non par GRTgaz, les évolutions détaillées dans ce paragraphe n'incluent pas les projets dans cette zone. Très succinctement, il peut être indiqué que TIGF est soumis aux mêmes obligations que GRTgaz, notamment en termes d'élaboration d'un programme prospectif de développement à 10 ans de son réseau. Ainsi, selon la version 2011-2020 de ce programme prospectif, TIGF va investir 400 M€ pour le développement de son réseau sur les dix prochaines années, dont 320 à 380 M€ en investissements de fluidité sur le réseau Grand Transport et le Réseau régional. Ces investissements permettront essentiellement de créer des capacités supplémentaires bidirectionnelles pour satisfaire les besoins des expéditeurs qui ont souscrit des capacités de transport entre la France et l'Espagne lors des consultations du marché organisées en 2009 et 2010. En 2015, les capacités d'interconnexion avec l'Espagne auront ainsi quasiment triplé par rapport à 2010 pour atteindre 265 GWh/j dans les deux sens.

## 2.2. Le développement des réseaux de distribution

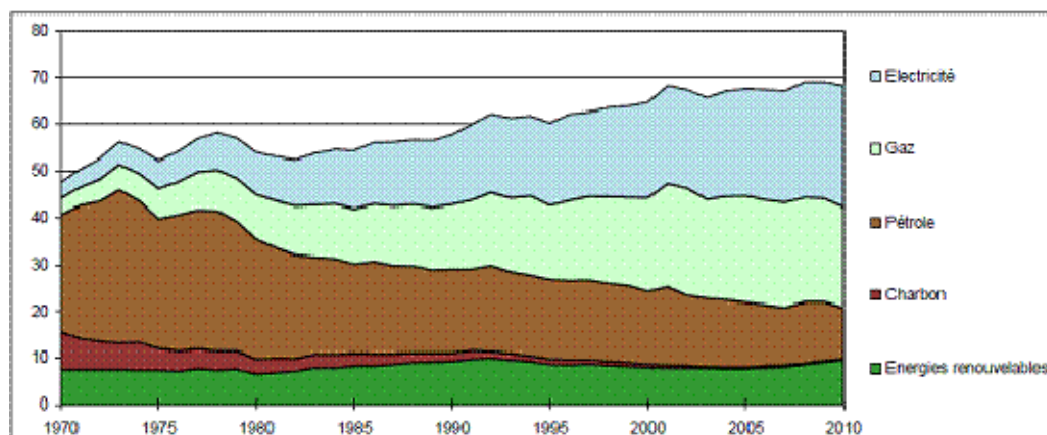
Les réseaux de distribution permettent d'acheminer, à partir des réseaux de transport, l'énergie jusqu'aux particuliers et entreprises. Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes qui peuvent soit les exploiter directement dans le cadre d'une régie, soit (cas le plus général) en confier l'exploitation à un tiers dans le cadre d'un contrat de concession. En ce qui concerne l'électricité, les gestionnaires de réseaux de distribution sont ERDF (95 % du réseau de distribution du territoire métropolitain continental), 160 Entreprises locales de distribution (ELD) et EDF (Corse, DOM). En ce qui concerne le gaz naturel, les gestionnaires de réseaux de distribution sont GRDF (95 % du réseau de distribution du territoire métropolitain continental), 22 ELD et trois nouveaux distributeurs (agréés en application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales). A la différence des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et de gaz, les gestionnaires des réseaux de distribution n'ont pas l'obligation de produire des plans de développement à 10 ans.

Les enjeux actuels pour les réseaux de distribution électriques et gaziers sont sensiblement différents. En premier lieu, il importe de rappeler que depuis le milieu des années 70, le programme électronucléaire français s'est accompagné d'une augmentation importante de la part de l'électricité dans la consommation finale du secteur résidentiel et tertiaire (cf. graphe ci-dessous). Par conséquent, le réseau de distribution gazier français s'est moins développé que celui de ses voisins (11 millions de clients raccordés contre 22 millions au Royaume-Uni et 19 en Allemagne), alors que dans le même temps le réseau de distribution électrique connaissait une croissance importante (1,3 millions de km de lignes fin 2010).

---

(1) Après publication de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mars 2011.

**Graphique 2 : Consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel et tertiaire (Mtep)**



Source : SOES, bilan de l'énergie 2010.

Le réseau de distribution gazier se trouve donc aujourd'hui dans une phase de « maturité », où l'enjeu n'est plus le développement du réseau mais plutôt son utilisation optimale et la sécurité à long-terme de son exploitation<sup>1</sup>. En effet, les coûts du réseau de distribution sont principalement liés aux investissements initiaux (répercutés sur toute la durée de vie des ouvrages), et dépendent très peu des volumes effectivement acheminés. Une baisse des consommations (liée à une meilleure efficacité ou à des substitutions vers d'autres énergies) aurait pour conséquence d'augmenter le tarif de transport au kWh pour l'ensemble des clients restants, et pourrait enclencher ainsi une boucle conduisant à abandonner un actif déjà financé. Les nouvelles utilisations potentielles du gaz dans le secteur des transports, ou le développement de nouvelles technologies gaz ou mixtes gaz-élec dans le secteur résidentiel tertiaire (pompe à chaleur hybrides, micro-cogénération, cf. Annexe technologies) constituent à ce titre des solutions à explorer, tout comme l'injection de biométhane dans les réseaux de distribution, rendue possible au moyen d'un tarif d'achat depuis l'automne 2011<sup>2</sup>. Actuellement, ce biométhane est obtenu à partir de biogaz issu de la méthanisation des déchets (déchets ménagers verts, agriculture et agroalimentaire, boues de station d'épuration...) et épuré aux spécifications du gaz naturel<sup>3</sup>. A plus long terme, il pourrait être obtenu à partir de la gazéification de la biomasse ligneuse (bois) ou de micro-algues. L'utilisation optimale du réseau de distribution devrait également passer par le développement de compteurs communicants gaz. Des expérimentations ont été menées en 2010, et un déploiement national est prévu à horizon 2020 (investissement total estimé pour le projet ≈ 1Mds€).

(1) Les niveaux d'investissements dans les réseaux de distribution gérés par GRDF restent néanmoins conséquents. Ainsi, la proposition tarifaire du 28 février 2008 ayant servi de base au calcul du tarif actuel d'utilisation du réseau (ATRD 3), indique que les investissements annuels réalisés en 2006-2007 et ceux prévus pour 2008-2012 se trouvent dans une fourchette de 600 à 800M€/an.

(2) L'injection de biométhane dans le réseau est devenue une réalité avec le site de Lille-Sequedin mis en service en 2011, et devrait augmenter pour atteindre 3 à 4 TWh en 2020 d'après GRDF.

(3) Le potentiel technique de biogaz brut est estimé en France à près de 210 TWh PCS à partir de déchets (étude ADEME, AFGNV, ATEE, GDF SUEZ, IFP, MEEDDAT 2008), même si les conditions économiques ne permettront pas une valorisation de l'ensemble de ce potentiel.

En ce qui concerne les réseaux de distribution électriques, après une phase d'investissement importante pour accompagner la montée en puissance de la production d'énergie nucléaire et de la consommation électrique, les investissements ont ensuite fortement baissés jusqu'en 2005. Les chroniques d'investissements fournies par la FNCCR montrent ainsi que le niveau des investissements réseaux financés par ERDF<sup>1</sup> est passé d'une fourchette de 2,5-3,5 Mds€<sub>2010</sub> dans les années 80 à 1,5-2 Mds€<sub>2010</sub> depuis le début des années 2000<sup>2</sup>. Depuis 2005, les investissements d'ERDF sont repartis à la hausse. D'après le rapport d'activité d'ERDF, les investissements 2010 représentent 2,5 Mds€, en hausse de 48% par rapport à 2007 (1,7 Mds€). Pour 2012, le niveau d'investissement financés par ERDF et retenu par la CRE dans le calcul du TURPE est de 3,7 Mds€<sup>3</sup>. Cette hausse est liée à trois facteurs principaux : l'accueil des nouveaux clients, en particulier le raccordement des producteurs d'énergie photovoltaïque<sup>4</sup> et les véhicules électriques ; l'amélioration de la qualité de la desserte des clients, avec notamment un accroissement de la mise en souterrain ; et la modernisation des réseaux, notamment avec l'expérimentation du compteur communiquant Linky (voir *infra*) et le développement de l'automatisation de la conduite des réseaux.

A horizon 2030, le rapport UFE, auquel a contribué ERDF, estime que les investissements totaux dans les réseaux de distribution (à financer par ERDF ou par les autorités concédantes) représentent de l'ordre de 100 à 110 Mds€ selon l'option choisie sur le part du nucléaire dans le mix.

### 2.3. L'impact du développement des réseaux sur les coûts de l'électricité

Il est important de rappeler que les investissements réalisés dans les réseaux électriques et gaziers sont in fine répercutés sur le consommateur final d'électricité. En effet, les coûts d'utilisation des réseaux sont facturés aux consommateurs (ou aux fournisseurs dans le cadre du contrat unique) par le biais de tarifs d'utilisation, élaborés par l'autorité de régulation nationale (CRE) pour rémunérer les investissements consentis.

---

(1) Contrairement aux réseaux de transport, une partie des investissements dans les réseaux de distribution sont également financés par les autorités concédantes.

(2) Ces montants incluent à la fois les investissements « délibérés » et les montants « imposés » (qu'ERDF ne peut pas contrôler, comprenant par exemple le raccordement des nouveaux utilisateurs et les déplacements d'ouvrage pour voirie).

(3) Source : délibération du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

(4) D'après ERDF, 95 % des raccordements liés à la production décentralisée se font sur le réseau de distribution. De plus, le nombre de nouveaux raccordements réalisés en 2010 (105 000) a été multiplié par 3,5 par rapport à 2009 d'après le rapport d'activité 2010.

### 3. Les conséquences d'un changement de mix énergétique sur les réseaux électriques et gaziers

#### 3.1. L'impact du développement des énergies intermittentes pour la gestion du réseau électrique

##### ➤ De nouveaux défis pour le gestionnaire du réseau électrique

L'électricité présente la particularité d'être un bien non stockable, en tout cas à l'heure actuelle à des conditions économiquement viables (cf. infra). Par conséquent, le gestionnaire d'équilibre du réseau (RTE) doit s'assurer à tout moment que l'offre égale la demande, et que le réseau permet d'acheminer l'électricité depuis les points d'injection (offre) vers les points de soutirage (demande). Historiquement, les points d'injection étaient constitués de centrales thermiques relativement contrôlables, à la production stable. Le développement d'un nouveau type de production, non contrôlable (bien que de mieux en mieux prévisible) et intermittent, va poser de nouveaux défis pour la gestion du réseau électrique. D'après le RTE1, ces défis sont de trois types :

- un défi géographique, car les zones d'installation de nouveaux moyens de production peuvent se situer loin des zones de production et de consommations actuelles ;
- un défi opérationnel, car l'insertion d'énergie intermittente et fluctuante va conduire à modifier structurellement les modalités de gestion de la sûreté du système électrique, notamment au niveau des réserves de capacité de production nécessaires pour la prévention des aléas ;
- un défi temporel, car si certaines capacités renouvelables peuvent se créer en trois ou quatre ans, la création de nouvelles lignes nécessite elle presque dix ans (cf. *supra* question des oppositions locales).

NB : Ces trois défis sont détaillés dans le chapitre 3

##### ➤ Les coûts économiques liés aux externalités système

En termes économiques, les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique et qui ne sont pas totalement répercutés sur leurs coûts de production sont considérées comme des externalités négatives. Le « World Energy Outlook » (WEO 2011) de l'AIE propose des évaluations de coûts pour les différentes externalités négatives identifiées :

- *coût de capacité* : la sécurité du système électrique nécessite de disposer de capacités de production mobilisables à tout instant. Or, une part importante de la production ENR ne répond pas à cet impératif. D'après le WEO 2011, ces coûts de capacité représenteraient 3-5€/MWh ;
- *coût d'ajustement* : il s'agit du coût d'exploitation additionnel lié notamment aux compensations des fluctuations de fréquence du réseau et aux arrêts démarrages supplémentaires de centrales thermiques de pointe afin d'assurer en permanence

---

(1) Source : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande 2011.

l'équilibre du système. D'après le WEO 2011, ce coût est très variable selon les systèmes électriques (1-7€/MWh) ;

- *coût de raccordement/renforcement réseau* : il s'agit du coût lié au raccordement physique des installations de production ENR, ainsi que les coûts de renforcement du réseau amont (2-13€/MWh) associé à ce raccordement. A noter qu'en France, le raccordement est payé en intégralité par celui qui en fait la demande. Il ne s'agit donc plus d'une externalité (contrairement au renforcement).

### ➤ **L'importance d'une planification concertée entre production et réseau**

Afin de limiter les coûts et les défis posés par le développement des énergies intermittentes aux réseaux électriques, il importe de planifier leur développement en tenant compte du contexte de leur implantation. A titre d'exemple, deux installations photovoltaïques intégrées au bâti peuvent ainsi avoir des impacts sensiblement différents sur le réseau, selon que les profils de consommation et de production coïncident plus ou moins bien, et surtout selon que le nœud du réseau de distribution a ou non la capacité d'intégrer à tout instant cette production. Dans le cas contraire, cette production remonte vers des niveaux de tension supérieurs pour être acheminée vers d'autres nœuds de distribution, avec des impacts significatifs sur le réseau (pertes en lignes, besoins de renforcements).

Pour favoriser ce développement concerté, il importe à la fois de transmettre le bon signal prix à la production, mais également d'avoir une réflexion à différents niveaux (individuel, local, territoire) sur l'adéquation entre les gisements (offre) pour tous les types d'énergies intermittentes, et les besoins (demande).

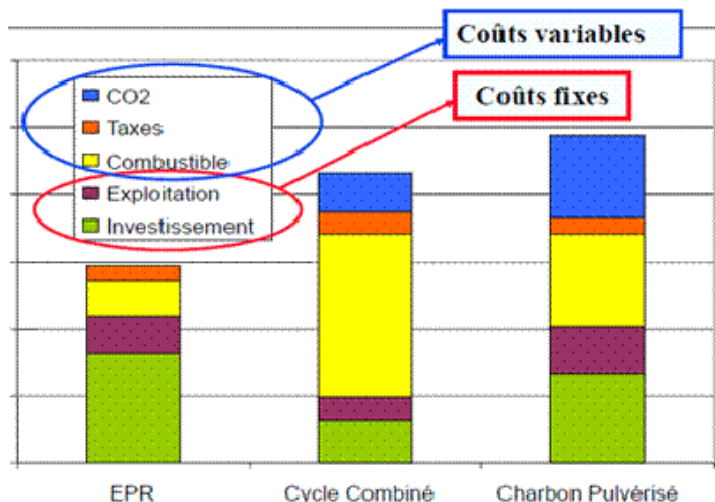
La réflexion actuellement en cours au niveau régional pour l'élaboration des schémas régionaux air-énergie-climat (SRAEC) constitue à ce titre une avancée positive. En effet, elle permet à la fois cette réflexion sur les gisements et les besoins au niveau d'une région, mais surtout la planification des besoins de réseaux associés aux développements des capacités de production envisagés. Les coûts réseaux devraient également être plus mutualisés entre les producteurs ENR, pour éviter les effets d'aubaine et favoriser un développement plus raisonné.

## **3.2. L'impact du développement des énergies intermittentes sur les marchés de l'électricité**

### ➤ **Fonctionnement historique du système électrique (« merit order » et coût marginal du système)**

Dans un système en monopole et fermé, le but était de répondre au meilleur coût à la demande d'électricité, considérée comme exogène. Pour ce faire, les moyens de production disponibles étaient appelés d'un jour sur l'autre par ordre de coûts marginaux (ou variables) croissants (« Merit Order » en anglais), jusqu'à satisfaction de la demande. Les coûts marginaux correspondent aux dépenses à effectuer pour produire un kWh supplémentaire pour une centrale déjà installée. Ils ne comprennent donc pas l'investissement et certains coûts d'exploitation fixes (cf. Graphes ci-dessous).

Graphique 3 : Définition du coût fixe et du coût variable (ou coût marginal) d'un moyen de production



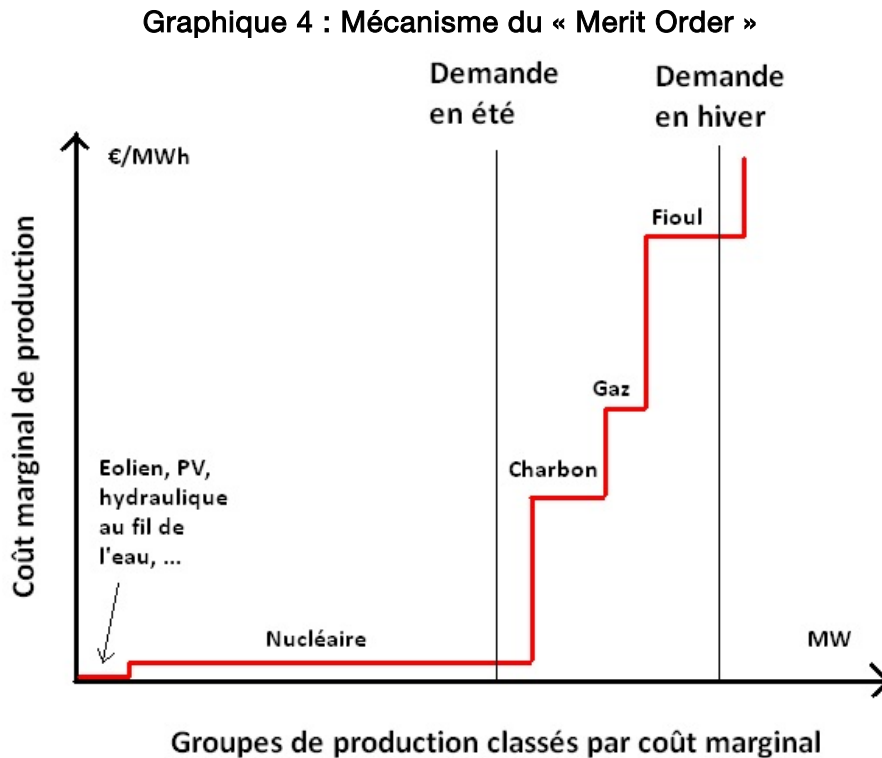
Source : CAS.

NB : ce graphe n'a pour but que d'expliquer la décomposition du coût complet de production en coût fixe – coût variable et de donner des ordres de grandeur de la part de chacun dans la formation du coût complet de production pour ces 3 filières énergétiques. La part de chacun de ces coûts peut fortement varier en fonction des hypothèses sur les coûts d'investissements, les coûts de combustibles, le taux d'actualisation retenu, etc...

Le graphe ci-dessous schématise de manière simplifiée le fonctionnement du mécanisme du « merit order », dans un parc comprenant des installations produisant à coût marginal nul (énergies renouvelables), du nucléaire, des centrales charbon et gaz pour la semi-base et des centrales fioul appelées en dernier recours pour la pointe. En réalité, des contraintes liées à la bonne exploitation du réseau électrique peuvent conduire à appeler des moyens de production parfois plus onéreux que d'autres, mais offrant des services particuliers au système électrique. Il peut s'agir par exemple de maintenir la tension sur le réseau électrique en appelant un moyen de production localisé à un endroit précis, ou encore d'utiliser des moyens flexibles pour faire face à une variation imprévue des conditions d'équilibre offre-demande sur le réseau. Pour le calcul des coûts de production de l'hydraulique, la gestion des réserves d'eau et leur utilisation éventuelle n'est pas non plus décrite ici, dans un but de simplification<sup>1</sup>.

Comme le montre le graphique, le coût marginal du système électrique est le coût marginal du dernier moyen appelé, qui varie donc tout au long de la journée, au gré de la demande.

(1) L'eau contenue dans les réservoirs, a priori gratuite et de coût nul, est gérée selon sa valeur d'usage, qui correspond au coût du moyen thermique auquel elle pourra se substituer au mieux. Cette eau est à ne pas confondre avec celle qui coule « au fil de l'eau », qui est perdue si on ne la turbine pas, et qui a donc un coût marginal nul (comme l'éolien ou le solaire).



#### ➤ La constitution des prix de marché

Depuis l'ouverture des marchés, il faut intégrer les offres de vente ou d'achat de l'étranger (intégrant le coût d'utilisation de l'interconnexion) et les intercaler avec les capacités retenues sur coûts marginaux, ce qui amène de nouveaux équilibres. La théorie économique veut que le prix de marché qui se forme soit égal au coût marginal de la dernière centrale appelée sur la zone où s'exerce ce marché<sup>1</sup>.

La libéralisation en Europe a ainsi permis aux pays disposant de coûts marginaux plus faibles que les autres de vendre leur production à meilleur prix, tandis que les autres profitaient de ces prix plus bas. La théorie économique montre que l'impact est favorable sur le surplus collectif global de chaque pays (producteurs + consommateurs). Néanmoins, les consommateurs de pays à bas coûts marginaux de production, non protégés par des tarifs réglementés, ont ainsi vu le prix de leur électricité grimper<sup>2</sup>. Cette règle ne s'applique donc pas aux consommateurs français qui bénéficient d'un tarif réglementé visant à refléter les coûts moyens de production, (cf. loi NOME). Cet état de fait perdure tant que les investissements tendant à rétablir l'optimalité du parc n'ont pas été réalisés. L'arrêt de 7 tranches nucléaires allemandes en mars dernier, suite à l'accident japonais, a par exemple eu pour effet immédiat de faire monter les prix de l'électricité en Allemagne et donc en France<sup>3</sup>, avec un impact négatif sur les consommateurs français devant se fournir sur les marchés.

(1) Qui peut varier selon les congestions éventuelles sur les lignes d'interconnexion entre les sous-marchés

(2) Cette règle ne s'applique qu'aux quantités non réservées à d'éventuels marchés réglementés, destinés en particulier à protéger les petits consommateurs.

(3) Le prix à terme pour 2012 est passé de 53.9 en février à 59.1 €/MWh en avril 2011, soit une augmentation de près de 12 %

➤ **L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché**

L'introduction massive d'ENR sur le marché européen, dont la production est rémunérée selon un tarif d'achat, risque comme certaines études l'ont montré<sup>1</sup>, d'engendrer des épisodes de prix négatifs, voire très négatifs lorsque la capacité de production fatale (coût marginal nul) excède la demande (cf. graphe « merit-order » *supra*). A l'inverse, ceci pourrait entraîner des prix extrêmement élevés pendant les pointes de consommation lorsque ces capacités font défaut par manque de vent ou de soleil, en raison de la possible nécessité, dans ces circonstances, de démarrer des centrales de production thermique flexibles telles que des turbines à combustion au fioul, qui présentent un coût marginal important.

➤ **Une nécessaire évolution du cadre de régulation ?**

La variation importante des prix de marché liée au développement des énergies renouvelables (cf. § précédent) a également des effets importants sur la rentabilité des capacités de production thermiques traditionnelles (charbon-gaz). En effet, ces dernières ont été conçues pour produire en semi-base (durée de fonctionnement annuelle 4000-6000h) mais voient leurs durées d'appel fortement réduites par les énergies fatales dont les coûts marginaux de production sont nuls. Étant donné que ces capacités sont nécessaires à l'équilibre offre/demande général, des modalités de valorisation de ces capacités sont donc nécessaires pour s'assurer de leur pérennité.

En France, une partie de la réponse pourrait être apportée par le marché de capacités en cours d'élaboration afin de faire face à la croissance de la pointe de consommation électrique. Introduit par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) il prévoit que les fournisseurs d'électricité devront acquérir des certificats de capacité de production ou d'effacement de consommation afin de prouver qu'ils peuvent satisfaire les besoins de consommation de leurs clients lors des périodes de pointe. La problématique de la pointe de consommation est distincte de celle de l'intermittence des énergies renouvelables (la première étant concentrée sur les vagues de froid en hiver, la seconde pouvant survenir tout au long de l'année) mais le design du mécanisme de capacité pourra, lorsque cela sera nécessaire, être adapté pour garantir la sécurité d'approvisionnement dans un système électrique comportant plus d'énergies renouvelables intermittentes. Un décret en Conseil d'État doit en préciser les modalités d'application d'ici la fin du premier semestre 2012.

---

(1) Par exemple celle du bureau d'étude Pöyri de juillet 2009 sur l'impact de l'intermittence des ENR sur les prix de marché anglais et irlandais.



---

## 4. L'apport potentiel des nouvelles solutions technologiques pour répondre aux défis posés aux réseaux par les évolutions du mix énergétique?

### 4.1. Le développement de réseaux intelligents (« smart-grids »)

#### ➤ Les projets de comptage évolués

Au niveau européen, plusieurs projets de compteurs évolués sont déjà à l'étude, certains n'étant encore qu'à l'étape de la réflexion tandis que d'autres sont déjà mis en œuvre, en Italie notamment depuis 2000. L'article 13 de la directive 2006/32/CE « relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques » dispose notamment que les « États membres veillent à ce que [...] les clients [...] reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée ».

Cette exigence a été rappelée et renforcée en 2009 par l'annexe des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz qui dispose que « Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité [resp. de gaz]. » Au moins 80% des usagers devront être équipés de compteurs intelligents d'électricité en 2020, cet objectif peut être conditionné à la réalisation d'une analyse coûts/bénéfices.

En France, entre 2007 et 2010, des discussions entre les gestionnaires de réseau et la CRE ont permis de cadrer les fonctionnalités attendues de ces systèmes de comptage, et ont conduit à des expérimentations menées auprès de panels de consommateurs.

#### ➤ Compteurs électriques

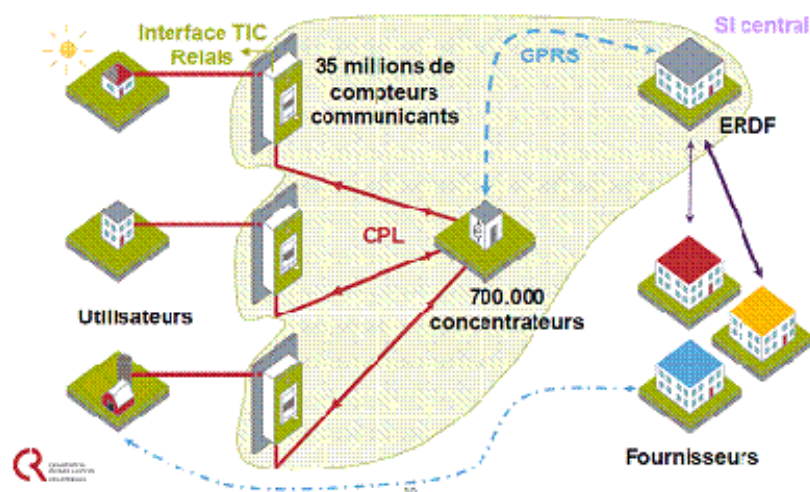
Entre mars 2010 et mars 2011, ERDF a menée une expérimentation, dénommée Linky, auprès de plus de 250 000 clients sur 2 zones (zone urbaine du Nord de Lyon, zone rurale d'Indre et Loire).

Suite à cette expérimentation, la CRE a publié le 7 juillet 2011 une délibération favorable à la généralisation des compteurs, et en novembre une proposition d'arrêté définissant les fonctionnalités et spécifications des systèmes de comptage. La prochaine étape est maintenant le lancement par le gestionnaire de réseau d'un appel d'offre, sur la base de cet arrêté, pour l'achat et le déploiement des compteurs (rythme prévu de 7 millions/ans).

Dans les faits, le compteur est doté de capacités de communication bidirectionnelle (transmission et réception des informations) et permet la relève à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie. Comme le montre le schéma ci-dessus, la communication s'effectue entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé à proximité dans le poste de distribution, via la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL), qui rassemble ces données pour les

transmettre au gestionnaire de réseaux. A chaque compteur et concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et les superpose au courant électrique à 50 Hertz. Ensuite, au niveau des concentrateurs, les données sont codées sous format numérique, puis transmises au système informatique du gestionnaire de réseau par l'intermédiaire du réseau de téléphonie GPRS.

Figure 10 : Architecture d'un système de comptage évolué



Source : CRE CPL=courant porteur en ligne ; GPRS= General Packet Radio Service (transmission de données par signal radio)

L'analyse technico-économique menée par la CRE évoque un investissement initial de 4 Md€, mais suggère que le projet sera globalement neutre du point de vue financier, grâce aux futures économies de coûts d'exploitation (cf. *infra*).

### ➤ Compteurs gaz

Dans le cas du gaz, les consommateurs les plus importants (>5GWh/an) sont télérelevés depuis 2004-2006. La généralisation des compteurs communicants pour les consommateurs moyens (>300MWh/an) a déjà été décidée, avec mise en œuvre en 2010-2012, et celle pour les petits consommateurs est envisagée pour la période 2014-2019. Là encore, l'étude technico-économique menée par la CRE en mai 2011 montre que le projet est financièrement à l'équilibre, mais qu'il aura un impact transitoire à la hausse sur les tarifs de distribution (+ 1,7 % en 2017). En 2010, quatre expérimentations ont été menées par GRDF pour étudier la technologie de comptage et de transmission des données la plus appropriée. La solution cible retenue pour minimiser les coûts globaux du projet est la transmission des données par signal radio, avec une structure à deux niveaux incluant des modules radios indépendants associés aux compteurs et des concentrateurs pour relayer l'information vers le système d'acquisition au niveau national.

### ➤ L'intérêt des compteurs pour la gestion du réseau

Le déploiement des compteurs évolués apporte de nombreux avantages directs en termes d'information et de gestion du réseau. On peut citer notamment :

1. Baisse du coût des relevés: les compteurs actuels nécessitent des relevés manuels, (effectués de manière conjointe pour l'électricité et le gaz<sup>1</sup>), qui ne seront plus nécessaires grâce aux compteurs évolués. Les réclamations liées aux relevés, ainsi que les branchements sauvages et les fraudes seraient également réduits.
2. Information au gestionnaire de réseau: l'information à la disposition du gestionnaire de réseau lui permettra d'assurer une meilleure qualité de fourniture et de mieux anticiper les développements réseau à prévoir. En effet, actuellement, les seules informations disponibles de manière systématiques se trouvent au niveau des postes sources (HTA/HTB). L'information transmise par les compteurs électriques évolués (incluant des mesures de la qualité) permettra notamment de mieux anticiper la capacité des nœuds du réseau de distribution à accueillir la production renouvelable dispersée.
3. Information au consommateur : le consommateur bénéficiera d'un meilleur suivi de sa consommation, d'une plus grande fiabilité de la facturation (sur données réelles) et d'un changement de fournisseur facilité. Les compteurs permettront également d'ajuster la puissance souscrite à ses besoins réels (valeur maximale de la puissance consommée). Ses possibilités de maîtrise des consommations devraient également s'accroître, mais leur mobilisation effective dépendra des outils développés en aval du compteur et du degré de contrôle qui lui sera laissé (cf. enjeux infra).

De plus, le développement de ces compteurs ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité:

4. A travers la transmission de signaux tarifaires : les compteurs évolués disposeront de 10 index fournisseurs et de 4 index pour les tarifs de réseau. Chacun de ces index permettra de mesurer la quantité d'énergie consommée dans le logement pour une période tarifaire donnée (type heure pleine/heure creuse)<sup>2</sup>, et donc aux fournisseurs d'énergie de proposer des offres tarifaires variées. En particulier, le prix payé par le consommateur devrait être mieux ajusté à la valeur réelle de l'électricité consommée (idem pour les tarifs d'utilisation des réseaux), ce qui favorisera notamment la maîtrise de la demande en période de pointe.
5. A travers la possibilité de mettre en place un contrôle actif : les compteurs évolués ouvrent la possibilité d'actionner ou d'interrompre des appareils électriques en fonction de plages horaires ou de signaux tarifaires, grâce à des contacts paramétrables. Les compteurs Linky seront dotés d'un contact interne paramétrable, similaire à celui des compteurs « bleus » existants, mais pourront également gérer sept contacts déportés supplémentaires.

(1) En cas de maintien de compteurs manuels pour l'électricité ou le gaz, la charge des relevés ne serait alors plus mutualisée.

(2) Ces index seront mesurés, à un pas de 30 minutes, et relevés à distance une fois par jour.

➤ **L'évolution vers des réseaux intelligents**

Les compteurs évolués apportent des bénéfices notables aux réseaux en tant que tels. Néanmoins, ils ne constituent que la première brique pour la construction d'une véritable intelligence de réseau.

A l'amont du compteur, d'autres innovations technologiques sont également à envisager (relais cicatrisants par exemple) pour améliorer la qualité de l'électricité et limiter les pertes en ligne.

A l'aval, le potentiel offert par les compteurs ne sera exploité de manière optimale que si deux défis sont résolus : 1. l'implication des consommateurs, et 2. l'interaction avec les industriels de l'aval-compteurs, notamment du secteur du bâtiment.

1. Les consommateurs doivent notamment être convaincu de l'utilité des projets en en comprendre les raisons (décarbonisation des économies, ENR) dans un contexte de hausse des prix de l'électricité. Ils doivent pouvoir comprendre les différents paramètres des offres tarifaires (disponibilité de l'information) et en trouver répondant à leurs besoins. Enfin, ils doivent avoir des garanties quant au respect de leur vie privée (confidentialité et sécurité du système) et de leur autonomie (pilotage des usages par le consommateur lui-même, peur d'un système tout automatisé).
2. Pour que les potentiels de maîtrise et ajustement/effacement des consommations (identifiés dans l'annexe demande) soient pleinement exploités, il est important que les industriels de l'aval compteur, qui vont proposer aux consommateurs les outils et services de gestion active, aient une vision claire des offres tarifaires proposées par les fournisseurs, ainsi que de l'information qui sera accessible par le consommateur.

#### **4.2. De nouvelles solutions de gestion de l'équilibre offre/demande**

Une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité peut être abordée par différents prismes : celui de la demande ; celui de l'offre ; ou par une utilisation optimale des synergies entre réseaux. Dans chacun des cas, les solutions technologiques à mobiliser sont différentes, mais au final complémentaires (cf. partie 4.3).

➤ **Gestion par la demande**

L'annexe « demande » a montré à partir de l'analyse des scénarios existants qu'il existait de nombreux gisements d'économie d'énergie. Le développement des compteurs communicants, détaillé en 4.1, permettra de stimuler la mobilisation de ces gisements, mais ne suffira pas en tant que tel. En effet, leur mobilisation passera par le développement de nouvelles solutions technologiques, mais aussi organisationnelles :

1. Les solutions technologiques permettant une meilleure gestion de la demande, en niveau global mais surtout en profil (réduction de la pointe), relèvent à la fois de

l'architecture, de la domotique<sup>1</sup> et des services d'efficacité énergétique. L'évolution des techniques architecturales permettra en effet de rendre les consommations « passives » des bâtiments plus en phase avec le profil de demande souhaité, alors que les solutions issues de la domotique permettront un meilleur contrôle actif sur les différents éléments internes au bâtiment.

2. De nouvelles solutions organisationnelles sont également à mobiliser. La mise en place de certificats d'économie d'énergie au niveau français a par exemple suscité l'émergence d'ESCOs (energy savings company), dont la capacité d'investissement a rendu possible la mobilisation de gisements d'économie d'énergie non finançables par les propriétaires des bâtiments. Cette fonction est aussi assurée par les sociétés de services énergétiques, en particulier à travers les contrats de performance énergétique. L'articulation du financement et des bénéfices liés aux rénovations thermiques entre propriétaires et locataires, ainsi que lors de la revente d'un bâtiment, reste une contrainte importante. Le développement des offres d'effacements, y compris les effacements « diffus » (petits consommateurs<sup>2</sup>), apporte également une flexibilité de gestion de l'équilibre supplémentaire<sup>3</sup>.

### ➤ **Gestion par l'offre**

Historiquement, la gestion par l'offre consistait à optimiser le parc de production pour que les différentes technologies de base, semi-base, et pointe (cf. 3.2) permettent de répondre au profil de demande au moindre coût pour la collectivité. Les besoins de stockage étaient assurés principalement par l'hydraulique (lacs pour le stockage saisonnier, STEP pour le journalier). Le fonctionnement de certains réacteurs nucléaires en mode « suivi de charge »<sup>4</sup> a également apporté par la suite des marges de gestion supplémentaires. Actuellement, les défis posés par l'insertion des énergies intermittentes rendent stratégique le développement de nouvelles capacités de stockage d'électricité. Les gisements hydrauliques n'offrant que peu de marges supplémentaires, de nouvelles solutions technologiques sont à l'étude. L'annexe « technologies » en a fait l'inventaire détaillé, en les distinguant en fonction du type d'utilisation recherché (couple énergie/puissance) et de la place du stockage au sein du réseau (centralisé vs diffus). L'analyse des coûts complets d'utilisation menée dans cette annexe montre néanmoins que parmi les nombreuses nouvelles solutions

(1) La domotique est l'ensemble des techniques de l'électronique, de physique du bâtiment, d'automatisme, de l'informatique et des télécommunications utilisées dans les bâtiments. La domotique vise à apporter des fonctions de confort (gestion d'énergie, optimisation de l'éclairage et du chauffage), de sécurité (alarme) et de communication (commandes à distance, signaux visuels ou sonores, etc.) que l'on peut retrouver dans les maisons, les hôtels, les lieux publics, etc.

(2) Concrètement, pour ces derniers, il s'agit d'organiser des coupures de 15 à 30 mn sur des appareils à usage thermique tel que le chauffage ou le ballon d'eau chaude.

(3) Actuellement, la place des effacements diffus au sein du mécanisme d'ajustement du gestionnaire d'équilibre (RTE) fait l'objet de débat. Dans sa délibération du 9 juillet 2009, la CRE proposait pour pouvoir comparer de manière objective et non-discriminatoire les offres d'ajustement par production avec les offres d'ajustement par effacement, de prendre en compte l'ensemble des effets directs et indirects sur la collectivité de ces offres, y compris les éventuels déséquilibres financiers induits par l'effacement. Cette délibération a néanmoins été depuis partiellement annulée par le Conseil d'État, considérant qu'aucune disposition législative ou réglementaire ne permet d'apprécier économiquement une offre en fonction de ses effets indirects sur la collectivité. Des amendements déposés au projet de loi consommation pourraient permettre de combler ce vide juridique.

(4) Certaines unités en France ont été conçues et fonctionnent de telle sorte qu'elles modifient quotidiennement leur production électrique de plusieurs dizaines de points de pourcentage par rapport à la puissance nominale (Pr).

technologies existantes, seuls les systèmes de stockage par air comprimé (CAES) semblent économiquement intéressants à court terme. D'ici 2030, les effets d'échelle et les percées technologiques pourraient faire baisser les prix d'autres technologies, notamment de la batterie Li-ion et Zebra ou Na/S, ainsi que les CAES de surface.

### ➤ Liens entre réseaux

Outre les pures solutions de gestion de l'offre et de la demande électrique (impliquant uniquement le système électrique), une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande pourrait également passer par une meilleure exploitation des complémentarités entre réseaux électriques, gaziers, et de chaleur ou de froid. En effet, ces trois types de réseaux présentent des caractéristiques et contraintes différentes. Les réseaux électriques présentent l'avantage de pouvoir être alimentés à partir de capacités de production contribuant à la sécurité énergétique nationale (nucléaire et ENR), mais présentent la contrainte forte d'ajustement constant de l'offre à la demande, en particulier à la pointe. A l'inverse, les réseaux gaziers présentent des flexibilités et des opportunités de stockage intéressantes, mais sont actuellement alimentés à partir de gisements étrangers. Les réseaux de chaleur permettent de valoriser des énergies renouvelables ou de récupération (géothermie, chaleur récupérée de l'incinération des déchets et de procédés industriels, etc.), dans des conditions environnementales (polluants locaux en particulier) bien maîtrisées. De plus, ils sont généralement multi-énergies ce qui leur confère une flexibilité intéressante sur les combustibles utilisés (avec une part d'énergies renouvelables en croissance). Enfin, les réseaux de froid sont le plus souvent équipés d'installations de stockage, ce qui permet de participer efficacement à l'équilibrage offre/demande (en particulier pendant les pointes d'été).

Les pertes énergétiques sur les différents types de réseaux sont également très différentes. A titre d'exemple, une note du SOeS du 7 juillet 2011 compare les pertes globales sur les différents types de réseau en France<sup>1</sup>. Pour le réseau électrique, le ratio « Pertes/production nette » est de l'ordre de 6% en France (2/3 des pertes se produisent sur les réseaux de distribution), alors que le total des pertes en gaz représente de l'ordre de 1% des disponibilités. Pour les réseaux de chaleur et de froid, les taux de perte évalués<sup>2</sup> varient entre 14 et 19%. Ce type de réseaux semble donc à privilégier pour des usages locaux, et non pour le transport sur longues distances.

Côté demande, les solutions de pompe à chaleur hybride (électricité-gaz), ainsi que de microcogénération gaz, déjà évoquées dans l'annexe Technologies, constituent ainsi des solutions intéressantes pour une meilleure gestion de la pointe électrique. Le concept d'îlot énergétique, consistant à étudier les besoins énergétiques et les vecteurs les plus appropriés pour y répondre, non plus au niveau individuel mais à l'échelle d'un quartier, est également intéressant à explorer. Actuellement, au contraire, les différents réseaux (électriques, gaziers, chaleur) se trouvent dans des situations de compétition auprès des usagers finaux qui peuvent conduire à des situations sous-optimales d'un point de vue collectif (réseaux sous-exploités).

---

(1) Ces pertes sont estimées sur le périmètre national, et n'incluent donc pas les pertes éventuelles liées à l'acheminement ou au transit dans d'autres pays.

(2) Les pertes mesurées (différence entre la production thermique et l'énergie livrée en sous stations) se produisent au niveau de l'unité de production de chaleur / de froid et sur le réseau primaire jusqu'à la sous-station d'échange, située en pied d'immeuble.

Côté offre, la transformation des surplus électriques non transportables en hydrogène ou en gaz pour les injecter dans les réseaux existants constitue une solution technologique actuellement explorée par certains industriels (GDF, Air Liquide, Siemens etc..). En effet, les contraintes qui pèsent sur le réseau de transport d'électricité (évoquées supra) vont rendre difficile la valorisation de l'intégralité de la production électrique renouvelable. La transformation de l'électricité en gaz (CH<sub>4</sub> ou H<sub>2</sub>), venant se substituer au gaz importé, apparaît alors comme intéressante et peut s'effectuer par différentes réactions, dont la méthanation proposée par Négawatt dans son scénario.

Certaines des réactions de transformation étant fortement exothermique, la maximisation des rendements (actuellement relativement faibles) nécessitera de disposer de besoins de chaleur à proximité. De plus, certaines de ces réactions nécessiteront également l'apport de CO<sub>2</sub> purifié, donc devront se situer à proximité de sources de CO<sub>2</sub> captable, à moins de transporter le CO<sub>2</sub>. Enfin, la capacité de certaines installations à travailler de manière intermittente (électrolyseurs alcalins en particulier) est actuellement réduite.

Toutes ces contraintes, ainsi que les coûts actuellement élevés de ces transformations, rendent ces options difficiles à mettre en place à court terme. Néanmoins, elles méritent de continuer à être explorées en raison de l'impact positif qu'elles pourraient avoir sur la gestion de l'équilibre offre/demande.

#### **4.3. La mobilisation d'un panel de solutions pour répondre aux contraintes d'ajustement offre/demande**

Au final, aucune solution miracle ne parait se dégager pour résoudre les contraintes d'ajustement offre/demande liées aux évolutions du mix énergétique. Une grande variété de gisements et de solutions technologiques, tant du côté de l'offre que de la demande, méritent de continuer à être explorées et seront vraisemblablement exploitées conjointement.

Pour illustrer ce propos, il est intéressant de citer l'étude « Energy target 2050 : 100 % renewable electricity supply » réalisée par l'UmweltBundesAmt (agence pour l'environnement allemande). Ces derniers cherchent à mettre en relation la demande électrique allemande en 2050 avec les gisements d'énergies renouvelables potentiellement mobilisables, afin d'examiner sous quelles conditions l'adéquation offre/demande électrique peut être atteinte en mobilisant au maximum les ENR.

Côté demande, ils utilisent des projections à 2050, tenant compte d'une mobilisation importante des gisements d'efficacité énergétique<sup>1</sup> (mais pas de changements de comportements) et d'une électrification des usages, qui les conduit à une demande en 2050 proche de celle de 2005.

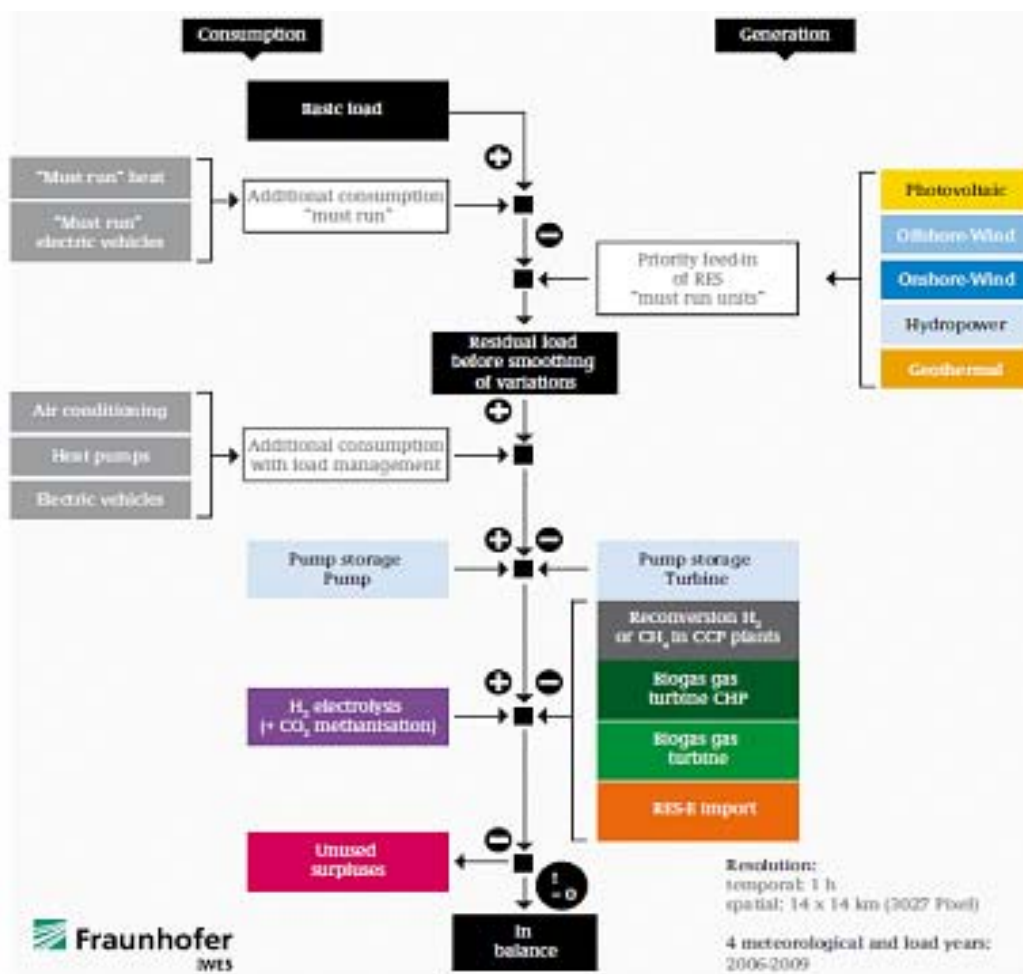
Côté offre, ils estiment les gisements mobilisables pour chacune des technologies ENR, et supposent que ce potentiel est exploité par les technologies les plus récentes. A titre d'exemple, en 2050, les capacités PV et éolien ainsi estimées sont de 275 GW et 105 GW (dont 45 GW en offshore<sup>2</sup>).

(1) La consommation moyenne des bâtiments en 2050 est égale à 26.4 kWh/m<sup>2</sup>/an.

(2) Les durées de fonctionnement annuelles estimées pour ces technologies (3000h en terrestre, 4 000 en mer) semblent néanmoins très élevées en regard des chiffres actuels (2000h en terrestre, 3 000h en mer).

A partir du modèle SimEE, le Fraunhofer Institute étudie ensuite l'adéquation offre/demande à pas horaires, en déterminant la production correspondant au gisement ENR<sup>1</sup>, et les moyens d'ajustement côté demande et côté offre qui peuvent être mobilisés pour assurer l'ajustement (cf. Graphe ci-dessous). En ce qui concerne le réseau électrique, le modèle fait l'hypothèse forte que toutes les congestions seront résorbées à horizon 2050, et que ce dernier fonctionnera alors comme une « plaque de cuivre » (ajustement offre/demande au niveau national).

Figure 11 : Structure de fonctionnement du modèle SimEE

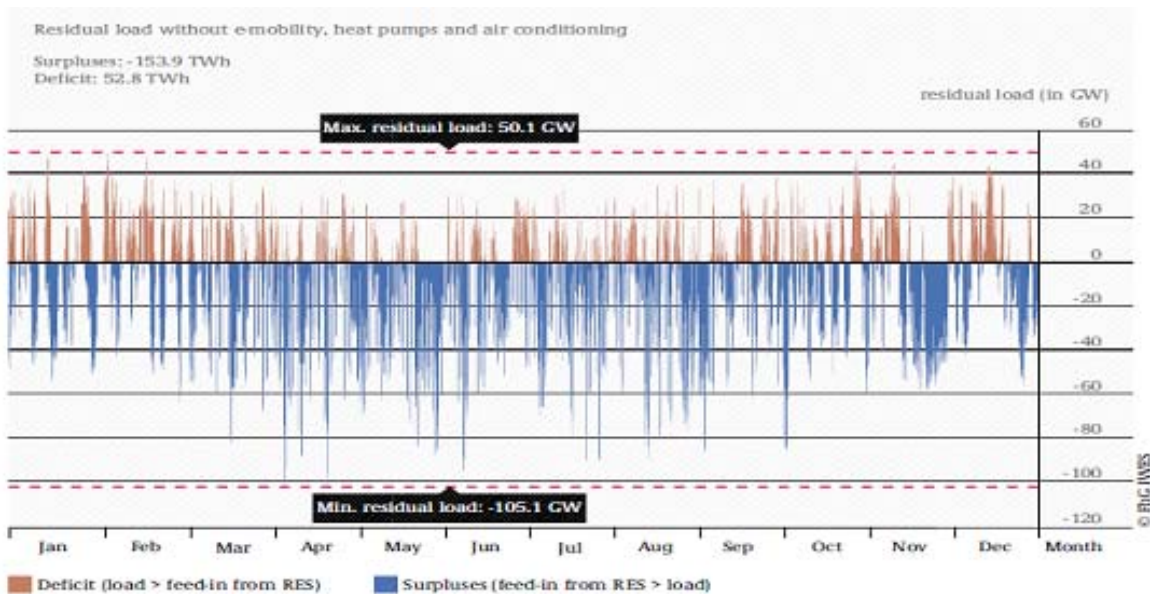


A partir de ces hypothèses, le modèle SimEE montre qu'en 2050, sans moyens de gestion active de la demande (véhicules électriques, pompes à chaleur etc.) ni mobilisation de moyens de stockages, le déséquilibre entre la production issue des sources renouvelables et la consommation (nommé « residual load ») est extrêmement important. Le surplus de puissance instantané peut atteindre 105,1 GW, alors que le déficit de puissance peut atteindre 50,1 GW (cf. graphe ci-dessous).

(1) Les profils de production pour les ENR sont tirés des quatre années référence 2006-2009.



**Graphique 6 : Évaluation du déséquilibre offre-demande en 2050 sans gestion de la demande ni stockage (à partir du profil de production de 2009)**



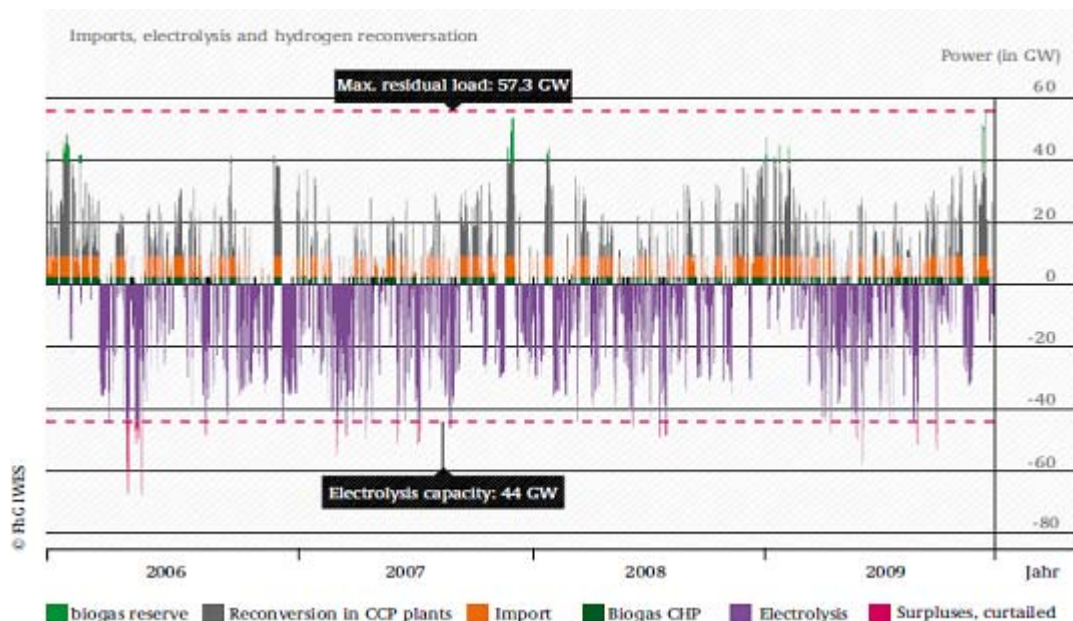
La prise en compte des nouvelles utilisations de l'électricité permettant une gestion active de la demande (véhicules électriques, pompes à chaleur etc...), ainsi que des moyens de stockage court terme de l'électricité (STEP) augmente légèrement le déficit de puissance instantanée maximum (50,1 → 57,3 GW), mais réduit sensiblement l'excès de puissance maximum (-105,1 → 60,7 GW).

Le modèle cherche ensuite à assurer un équilibre offre/demande horaire en utilisant des moyens de stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène ou de méthane<sup>1</sup>, tout en exploitant 99 % du surplus électrique (en bleu sur le graphe ci-dessus). Pour cela, le modèle estime nécessaire l'installation d'importantes capacités : 44 GW d'électrolyseurs ; 30,4 GW de cycles combinés (CCP) pour la reconversion de l'hydrogène ; 2,5 GW de cogénération à partir de biométhane (CHP) et 17,5 GW de turbines à gaz (fonctionnant à partir des réserves de biogaz en pointe).

Le graphe ci-dessous montre comment la mobilisation de ces différentes capacités dans le temps permet d'ajuster l'offre à la demande. Malgré la flexibilité supplémentaire permise par ces capacités, l'ajustement offre/demande complet nécessiterait également une capacité d'importation d'électricité renouvelable de l'étranger de 6,9 GW.

(1) Le rendement global du système de stockage (cycle électricité • électricité) est estimé à 42 % via l'hydrogène, et 35 % via le méthane (rendement d'électrolyse estimé 74-82 %, selon la régularité de la charge, d'après les résultats issus de démonstrateurs de 1MW)

Graphique 7 : Évaluation du déséquilibre offre-demande en 2050 avec gestion de la demande et mobilisation de moyens variés de gestion de l'offre



Cette étude ne doit pas être interprétée comme une preuve formelle qu'un mix 100 % renouvelable en 2050 est possible. En effet, elle fait totalement l'impasse sur l'aspect économique et financier de ces solutions, et fait des hypothèses optimistes sur l'évolution des réseaux électriques et des consommations<sup>1</sup>. D'autre part, le pas horaire n'est pas nécessairement le mieux adapté à une étude de l'intermittence des énergies renouvelables, celles-ci pouvant connaître des variations de production importantes dans des délais plus réduits (typiquement de l'ordre de 15 minutes). Néanmoins, elle est intéressante au sens où elle montre à la fois le défi important posé par le développement des renouvelables pour l'équilibrage offre/demande électrique, mais aussi l'ensemble de solutions technologiques qui peuvent être mobilisées pour répondre à ce défi, et surtout la complémentarité entre ces solutions.

(1) Compte tenu du coût des équipements, ce bilan serait sans doute actuellement fortement négatif.

<b>Thèmes abordés</b>	<b>Intervenants rencontrés</b>
Stockage	ATEE (Marc Hiegel)
Interconnexions électriques	CRE (C. Verhaege)
Aval compteur	IGNES (L. Heuze ; O. Gainon ; X. de Froment)
MDE, gestion de l'intermittence ENR/stockage	ADEME (P. Douillard ; L. Meunier ; T. Gaudain ; N. Thonnay)
Filière gaz, CCS	AFG (H. Malherbe ; L. Lu)
Méthanation et utilisations CO <sub>2</sub> -	IFPEN (L.Forti)-
Smart Grids	CRE (E. Rodriguez ; R. Picard ; MH. Briant)
MDE et stockage	Gimelec (H. Vérité)
Flexibilité gaz/élec ; compteurs évolués ; gaz-to-power ; injection biogaz	GRDF GDF (A. Mazzenga ; J. Lemaistre ; O. Guerrini ; JP. Reich)
Smart Grids, place des collectivités, niveau de décentralisation	FNCCR (D. Belon, A. Gautier)
Perspectives réseaux gaziers	GRTgaz (P. Madiec)
Développement réseaux LT	MEDGRID (J. Kowal)
Perspectives réseaux électriques	RTE (H. Mignon; N. Kitten)





## Annexe 5

# Filières énergétiques et compétitivité

### *Préambule*

Cette annexe ne présente que les aspects industriels et les potentiels de développement des filières énergétiques. Les aspects de coûts et d'amélioration technologiques sont traités dans l'annexe Technologies, tandis que les aspects d'emplois sont traités dans l'annexe Emplois.

## 1. Synthèse

La France doit miser sur un nombre restreint de filières et chercher à développer celles pour lesquelles le pays possède déjà un avantage comparatif, ou encore celles dont les perspectives de développement sont importantes, au sein des frontières nationales mais surtout au-delà.

Historiquement, la France a investi massivement dans la filière nucléaire, et a ainsi acquis un rayonnement international, illustré par ses centres de recherche actifs et reconnus, ses industries présentes au plan international sur différents segments de la chaîne de valeur, et de nombreux emplois. Suite à l'accident de Fukushima, nombre de gouvernements ont regardé de plus près l'avenir du nucléaire dans leur pays, mais seuls l'Allemagne, la Belgique, et l'Italie ont *in fine* revu leur programme nucléaire. Les perspectives de développement restent donc très importantes, notamment dans les pays d'Asie, même s'il est fort à parier que dans le même temps certains de ces pays préféreront développer leurs propres capacités de conception et de construction de réacteurs.

L'avenir de l'industrie renouvelable doit être regardé plus dans le détail. En effet, aujourd'hui, la France n'a que peu réussi à développer des filières et doit importer pour répondre aux objectifs renouvelables fixés par le Grenelle de l'environnement. Bien sûr, cette situation n'est pas immuable. La France peut se targuer de posséder un savoir-faire reconnu dans le secteur parapétrolier, notamment en offshore profond,

l'aéronautique, etc., ce qui lui donne un avantage dans l'éolien offshore. Elle excelle également dans la filière hydraulique : même si le potentiel français est très largement exploité, de nombreux marchés sont encore à prendre dans les pays d'Asie ou d'Afrique. La filière des équipements de réseaux électriques est aujourd'hui parmi les leaders mondiaux et déploie de nouvelles solutions de réseaux électriques intelligents en France et sur l'ensemble du monde. Dans la filière solaire, les compétences acquises dans la construction de centrales thermiques pourraient être mises à profit dans le solaire thermique à concentration. Une industrie du photovoltaïque pourrait trouver sa place en France, d'autant que la recherche dans ce domaine est reconnue comme une des meilleures. Néanmoins le marché des cellules et modules est aujourd'hui largement dominé par les fabricants chinois. La France doit donc se positionner sur des segments nouveaux.

Les filières du stockage d'énergie et des réseaux intelligents, en tant que moyen de flexibilité aux systèmes électriques et facilitateurs d'intégration des énergies intermittentes, bénéficiera et accompagnera le développement des filières de production renouvelable, mais encore faut-il développer des solutions compétitives.

La compétitivité de la France dépendra évidemment des compétences présentes aujourd'hui au sein de l'Hexagone, comme de compétences nouvelles qu'il faudra développer à l'aide de formations adaptées. Une réindustrialisation, si elle permettrait de créer des emplois durables en France, serait également un moyen vers une augmentation de la croissance potentielle de la France. Une réindustrialisation est d'autant plus importante aujourd'hui qu'un déficit chronique de la balance commerciale oblige l'Etat à emprunter sur les marchés. Or les taux d'intérêt pourraient bien ne pas rester éternellement à leur niveau actuel. Maintenir des filières pour lesquelles la France possède un avantage comparatif (comme le nucléaire) ou construire des filières autour de technologies nouvelles (non encore développées ailleurs) permettrait à la France de revenir sur le marché des biens, une condition nécessaire à un rétablissement de la balance courante. Rappelons que le marché des biens (à comparer à celui des services exportables, sur lesquels la France s'est positionnée depuis quelques années) représente plus des trois-quarts de la valeur du commerce international.

Les prix des énergies (liés au contexte international mais aussi aux coûts de production du mix électrique) jouent sur la compétitivité des industries françaises, une hausse entraînant de facto une augmentation des coûts. Conséquences directes de cette perte de compétitivité, les entreprises peuvent alors choisir de produire ailleurs, voire de délocaliser entièrement leurs activités. Il est cependant difficile d'apprécier quantitativement l'ampleur des délocalisations liées à une hausse des prix.

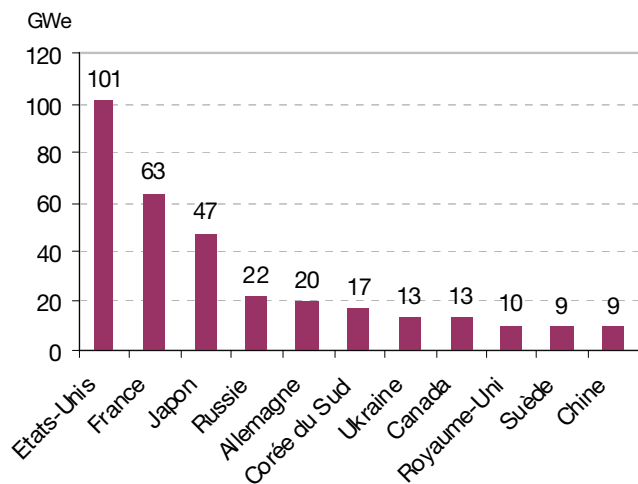
## 2. Etat des lieux des compétences et entreprises françaises

### 2.1. La filière nucléaire, une industrie française

Historiquement, les pays, qui ont souhaité développer un parc nucléaire, ont développé un savoir faire national autour d'entreprises, qui aujourd'hui exportent leur propre technologie. Les principaux exportateurs sont donc les Etats-Unis, la France,

la Russie, le Canada, le Royaume-Uni. La Corée du Sud et le Japon commencent également à entrer sur le segment de l'export<sup>1</sup>.

**Graphique 1 : Capacités exploitées dans les 10 premiers parcs mondiaux**

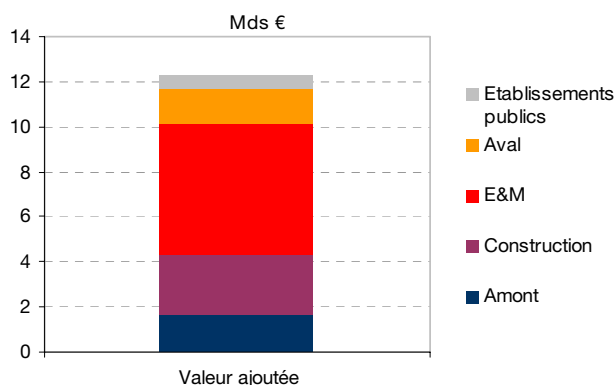


Source : PWC

Les acteurs français sont principalement au nombre de trois mais se situent chacun sur un maillon spécifique de la chaîne de valeur : le CEA pour les activités de recherche, AREVA pour l'ensemble du cycle du combustible et la construction de centrales, et EDF pour l'exploitation et la maintenance des centrales. En sus de bénéficier d'un marché français important et porteur, ces entreprises sont également en bonne position sur le marché mondial.

D'après l'étude PWC, Areva aurait 19 % de part de marché sur l'amont du cycle (2<sup>ème</sup> rang), et serait premier sur l'aval du cycle du combustible et sur le segment de la construction (avec 26 % des parts de marchés). Les centrales nucléaires de technologie française sont aujourd'hui utilisées dans 11 pays : la mise en service de l'EPR en Finlande porterait ce chiffre à 12 pays. EDF est également le premier opérateur de centrales dans le monde avec 19 % de part de marché. L'entreprise exploite 72 GWe, soit 3 fois la capacité exploitée par le second acteur (Rosenergoatom Consortium).

**Graphique 2 : Valeur ajoutée de la filière du nucléaire civil**



Source : PwC

D'après PWC, la valeur ajoutée indirecte s'élèverait à 8,8 milliards d'€ et celle induite, à prendre avec plus de précaution, à 12,3 milliards d'€.

La filière contribue positivement à la balance commerciale du pays en exportant pour 6 Mds€ de biens et services et 1 Mds€ d'électricité. D'autre part, les activités de

L'électronucléaire civil en France contribue à 12,3 milliards d'€ de valeur ajoutée, soit en 2009 l'équivalent 0,71 % du Produit Intérieur Brut. Ce chiffre se trouverait considérablement augmenté, si l'on prenait en compte les effets indirects (augmentation de la demande pour les fournisseurs du nucléaire civil) et les effets induits (effets macroéconomiques liés au pouvoir d'achat de la population).

(1) PWC (2011), *Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France*, mai.

rénovation des centrales nucléaires actuelles pourraient représenter un marché très important, encore peu pris en compte dans les futurs investissements de la filière nucléaire : EDF évalue les investissements à quelques 55 milliards d'€ en France sur vingt ans. Le démantèlement du parc nucléaire est évalué à quelques 18 milliards d'€, soit près de 320 M€ de dépenses par réacteur étalées sur 20 ans après arrêt.

L'industrie française du recyclage, essentiellement composée des usines de La Hague dans le Cotentin pour le traitement des combustibles usés, et celle de Melox dans le Gard pour la fabrication du combustible MOX, dispose d'une technologie de pointe et performante (tant sur le plan environnemental qu'industriel), dont les capacités sont les plus importantes au monde, ce qui en fait un leader du secteur. Des collaborations existent au plan international avec des partenaires japonais, anglais, chinois ou américains, notamment au travers de l'exportation par la France (AREVA et CEA) de services (traitement et recyclage) et/ou de procédés de traitement, recyclage et fabrication de combustible. Ainsi, AREVA construit au sein du consortium Areva-Shaw une usine de fabrication du MOX aux Etats-Unis. Areva est également très impliquée dans la construction et l'optimisation de l'usine de traitement - recyclage de Rokkasho-Mura au Japon. Par ailleurs, des discussions sont en cours avec des pays comme la Chine pour la construction d'une usine de traitement recyclage de grande taille.

## **2.2. Une filière renouvelable française embryonnaire**

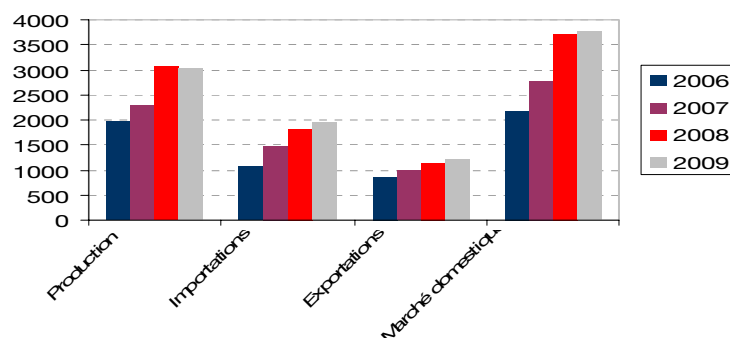
Le marché des énergies renouvelables a été durement affecté par la crise économique. Le marché domestique n'a donc que peu augmenté entre 2008 et 2009 après des années de croissance soutenue<sup>1</sup>. Alors que la production nationale a diminué (- 1 % entre 2008 et 2009), les importations ont légèrement augmenté (7 % contre 23 % entre 2007 et 2008)<sup>2</sup>. Cette différence significative de croissance entre la production nationale et les importations est encore plus prégnante sur les années précédentes. De fait, pour le moment, les importations répondent en grande partie aux besoins du marché domestique. Cette tendance est loin de se retrouver chez nos voisins européens, puisqu'en moyenne les pays européens ont vu leur exportations de biens d'équipement liées aux énergies renouvelables augmenter de + 35 % entre 2006 et 2009 (Allemagne et Autriche : + 30 % ; Espagne : + 78 % ; nouveaux Etats membres : + 44 %). Ainsi, ces chiffres relatifs nous alertent sur la faiblesse de l'industrie française dans le domaine des renouvelables.

---

(1) Ademe (2010), Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010, octobre.

(2) Les chiffres d'évolution des capacités renouvelables en France sont extrêmement bien documentés, notamment car il est important de suivre les écarts par rapport aux objectifs du Grenelle. En revanche, les productions des entreprises françaises sur ce segment, et, par construction, les exportations ne sont que peu suivies. Ces chiffres, estimés par l'Ademe, sont donc approximatifs.



**Graphique 3 : Marché en millions d'€ pour le secteur des énergies renouvelables**

Source : ADEME

L'évaluation du marché de chaque énergie nous indique qu'en France, le segment de l'exploitation (production et maintenance) est celui qui représente la plus grande part du marché français (7433 millions d'euros en 2009 d'après l'Ademe). La production d'équipements se trouve loin derrière l'exploitation (3041 millions d'euros en 2009).

La situation est évidemment à regarder plus finement selon les technologies. En effet, trois secteurs sont aujourd'hui exportateurs nets :

- même si la plupart des fabricants européens d'équipements sont allemands, la France possède de nombreuses entreprises d'équipements de solaire thermique (chauffe eau solaire individuel et collectif) qui vendent des systèmes en dehors des frontières françaises, notamment en Allemagne, premier marché du solaire thermique. Ce marché reste encore marginal et a subi de plein fouet la crise économique. Seul le marché des chauffe-eau solaires collectifs s'est maintenu, grâce au soutien du Fonds chaleur ;
- dans les technologies de base de l'hydroélectricité, la France a une position de leader, ce qui n'est pas le cas pour beaucoup de technologies. Alstom (fabricant de turbine, pompes, alternateurs) a équipé 25 % de la puissance mondiale installée en énergie hydroélectrique. Le marché correspondant est en croissance de l'ordre de 40 % par an et devrait se maintenir à ce niveau élevé;
- la filière des équipements domestiques au bois est proche d'avoir une balance commerciale positive. Le marché national français est le plus important d'Europe, avec 450 000 appareils vendus par an. La filière est composée d'un tissu national dense de PME/PMI. La part de marché des fabricants français est estimée à 74 % des ventes en France, mais ceux-ci sont également très présents à l'export (avec 20 – 30 % de leur chiffre d'affaire réalisé à l'étranger dans les pays de l'Est notamment). Si les potentialités d'exportation sont importantes, les potentialités du marché national, appuyées par une forêt française parmi les plus grandes d'Europe mais aussi la moins exploitée, sont loin d'être négligeables.

Quant aux deux énergies renouvelables « phares » que sont l'éolien et le photovoltaïque, la France possède de nombreux atouts, sans que l'on puisse pour le moment parler de filière industrielle. En effet, il n'existe aucun fabricant de turbine français (sauf Vergnet dont le marché est principalement en dehors de la France métropolitaine). Néanmoins le pays peut se targuer d'avoir de nombreux sous-

traitants d'excellence reconnus<sup>1</sup> au-delà des frontières (marchés européen, américain, et asiatique). Conscient que construire une filière éolienne offshore est primordial, le gouvernement a lancé un appel d'offre de 3 GW sur 5 zones identifiées, afin de créer une taille de marché suffisante pour que certains industriels se lancent dans l'aventure.

Sur le solaire, le poids de l'industrie française du PV est très modeste mais la recherche est de qualité (CEA, CNRS). L'installation et la maintenance des panneaux solaires sont les maillons les plus développés de la chaîne de valeur en France, mais les panneaux solaires (fabrication de cellules et assemblage), qui constituent la plus grande partie de la valeur ajoutée de la chaîne industrielle (40 %), sont majoritairement produits en Chine.

### 2.3. Le secteur des énergies fossiles

Malgré la faiblesse des réserves en hydrocarbures, le secteur parapétrolier français est parmi les premiers au plan mondial (2<sup>ème</sup> exportateur à égalité avec la Norvège et le Royaume-Uni). Le parapétrolier suit étroitement l'évolution de l'exploration-production en général. Ainsi si l'industrie française est parmi les meilleures, c'est aussi grâce à la présence internationale de grands énergéticiens, comme Total ou GDF-Suez. Son chiffre d'affaires est ainsi réalisé à 90 % en dehors des frontières françaises.

Dans le secteur des équipements et services parapétroliers, la France dispose de grandes entreprises parmi les leaders sur leur secteur (comme Technip, CGG, Eiffel, Valourec, Schlumberger...) et de filiales françaises de grands groupes européens (Doris, Saipem...). Le parapétrolier français est ainsi globalement bien représenté sur l'ensemble des secteurs exploration-production, travaux offshore, ou transformation du gaz (liquéfaction, stockage et transport du gaz naturel liquéfié avec des acteurs comme Technip ou GDF-Suez). Alstom détient également un savoir-faire reconnu dans la construction de centrales thermiques, notamment de charbon, malgré la faiblesse du marché français.

Sur le marché mondial de production d'électricité, les combustibles fossiles occupent une place très importante. Le développement et déploiement des technologies de captage et stockage de CO<sub>2</sub> (CSC) peuvent jouer un rôle essentiel quant à l'avenir des combustibles fossiles. Les acteurs français comme Alstom ont fortement investi dans la recherche et la démonstration de ces technologies.

La France compte actuellement une dizaine de raffineries (23 en 1970). Elle ne fait pas exception à la surcapacité structurelle de raffinage observée en Europe qui résulte d'une demande structurellement en baisse et de l'incorporation de biocarburants. Les investissements nécessaires dans les raffineries françaises et plus généralement européennes pour faire face aux différentes contraintes environnementales pèsent sur

---

(1) Plusieurs dizaines d'entreprises produisent des composants vendus aux grands fabricants d'éoliennes étrangers. Certaines sont très spécialisées (par exemple ROLLIX – DEFONTAINE, un des principaux spécialistes mondiaux de couronnes d'orientations et roulements spéciaux pour éoliennes. Dans d'autres cas il s'agit de groupes de divers secteurs qui ont développé ou développent une activité spécifique sur le marché de l'éolien : CONVERTEAM (maintenant GE) et LEROY SOMER pour les génératrices, MERSEN (ex-CARBONE LORRAINE) pour les balais en graphite, NEXANS pour les câbles, SCHNEIDER ELECTRIC pour le matériel électrique, FERRY CAPITAIN pour des pièces de fonderie, etc. D'autres entreprises de taille plus réduite se spécialisent sur certaines composants : STROMAG FRANCE – ex-SIME, pour les freins, AEROCOMPOSITE OCCITANE et ASTRUM pour les pales.

les marges déjà relativement faibles. Ce secteur est également menacé par la baisse possible des débouchés outre-atlantique en raison d'une consommation d'essence en baisse (développement des biocarburants, véhicules plus économes, ralentissement de la croissance économique). Ainsi, le modèle européen caractérisé par de excédents d'essence exportés et des importations nettes de gazole (de la CEI en particulier) apparaît menacé.

## 2.4. Efficacité énergétique dans le bâtiment

Sans endosser les chiffres de l'Ademe, on peut néanmoins rappeler le nombre d'emplois dans les secteurs d'activité directement influencés par les mesures d'efficacité énergétique<sup>1</sup> :

- la maîtrise d'ouvrage (commanditaires, gestionnaires, i.e. les donneurs d'ordre) : 1,6 million d'actifs ;
- la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie : 115 000 personnes, dont 30 000 architectes ;
- les entreprises réalisant les travaux : 1,2 million de salariés, 260 000 artisans et 100 000 intérimaires (en ETP) ;
- les fournisseurs de matériaux (industriels et distributeurs) : 450 000 actifs ;
- les fournisseurs de services (ex. exploitation, entretien, maintenance) : 34 000 actifs.

La filière française se compose d'un tissu industriel diversifié avec des groupes internationaux présents sur toute la chaîne de valeur, des PME et des TPE. Les grands groupes internationaux sont présents sur les produits de construction (Saint-Gobain, Lafarge, Vicat), l'exploitation énergétique (Dalkya, Cofely), et les équipements (Schneider, Legrand), le BTP (Vinci, Bouygues, Eiffage). Si les entreprises sont là, l'enjeu du côté offre est de proposer un service de qualité, ce qui nécessite des formations spécifiques et adaptées aux nouvelles réglementations. Dans le bâtiment, sur 150 000 actifs qui entrent dans la filière, seulement 48 000 d'entre eux sont issus d'une formation du secteur bâtiment.

La croissance de ce secteur est en très grande partie tirée par les mesures du Grenelle et les instruments incitatifs mis en place. En effet, le Grenelle de l'environnement a établi des objectifs pour les bâtiments existants, dans le cadre du « Plan Bâtiment Grenelle », qui sont à la fois ambitieux et nécessaires :

- de réduire les consommations d'énergie du parc de bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici à 2020 et, à cette fin, de conduire un programme ambitieux de rénovation thermique et énergétique des bâtiments ;
- d'atteindre le rythme de 400 000 rénovations complètes de logements chaque année à compter de 2013<sup>2</sup> ;
- de rénover l'ensemble des logements sociaux, avec, pour commencer, la réalisation de travaux sur les 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020.

---

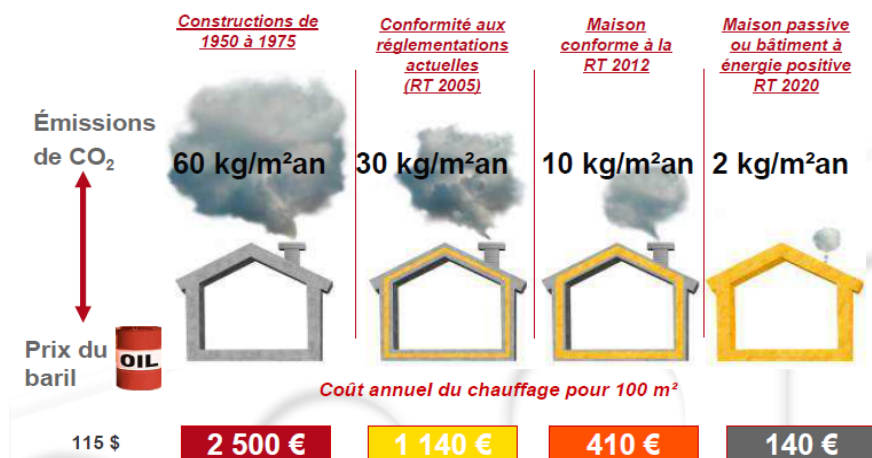
(1) Rapport du comité Filière « Métiers du bâtiment », présidé par Philippe Pelletier, décembre 2009.

(2) Sur 32 millions de logements dont 4,5 millions de logements sociaux.

La réglementation en vigueur, dite RT 2012, a été publiée en juillet 2010 et rentre progressivement en vigueur d'ici le 1er janvier 2013 où elle deviendra applicable à toutes les constructions. Elle pose une exigence de performance énergétique globale, établie à 50 kWh/m<sup>2</sup>/an en énergie primaire, en moyenne, avec des variations notamment géographiques. Par ailleurs, la RT 2012 introduit un certain nombre de nouveautés avec notamment une exigence d'efficacité énergétique minimale du bâti sur les trois composants : chauffage, refroidissement et éclairage. Le comité de filière « Bâtiment » en 2009 a estimé qu'« à court terme, une évolution des marchés d'environ 20 % du chiffre d'affaires total du secteur pourrait être générée par le Grenelle de l'Environnement ».

La construction de bâtiment neuf est marginale compte tenu du taux de renouvellement moyen du parc (environ 1 % par an). D'autant que la crise a considérablement réduit le rythme de construction. Ainsi, entre 60 % et 70 % du parc qui sera utilisé en 2050 est déjà construit en 2010. L'effort doit donc se concentrer sur la rénovation des bâtiments. Sur 30 millions de logements résidentiels existants, 58 % du parc ont été construits avant la première réglementation thermique de 1975. Les consommations y sont évidemment bien plus élevées que dans des logements récents (330 kWh/m<sup>2</sup>/an en moyenne pour les constructions d'avant 1975 contre 200 kWh/m<sup>2</sup>/an après 1975). Toute la difficulté est d'inciter les ménages à investir dans la rénovation de leur logement.

Figure 1 : Évolution des normes de construction en France



Source : Saint Gobain, NB : Les gains en CO<sub>2</sub> engendrés par les nouvelles normes de construction ou les actions de rénovation sont bien entendu liés aux sources d'énergie retenues.

### 3. Perspectives de croissance : quelle place pour la France ?

#### 3.1. La croissance du nucléaire tirée par les nouveaux émergents

Le marché du nucléaire civil s'est déplacé en dehors des frontières du « vieux monde » vers la Chine, l'Inde, la Russie, la Corée du Sud, l'Asie du Sud-Est, le Moyen-Orient, l'Amérique du Sud, l'Afrique du Sud, etc. Selon le président du directoire d'Areva<sup>1</sup>, les capacités nucléaires devraient passer de 393 GW à quelques 590 GW en 2030 (prévisions un peu inférieures à celles de l'AIE), ce qui conduirait à un maintien de la part du nucléaire dans la production électrique mondiale. Sur les 300 GW à construire, 60 % devraient l'être en Asie. La Chine pourrait développer quelques 140 GW de nucléaire d'ici à 2030, soit plus du double de la capacité nucléaire française actuelle<sup>2</sup>. Cette tendance s'observe d'ores et déjà aujourd'hui : sur les 59 réacteurs en construction, plus de la moitié est située en Asie (17 en Chine, 5 en Inde, 2 à Taiwan, et 7 en Corée du sud).

Les industriels historiques espéraient compenser la perte de vitesse du déploiement des centrales nucléaires dans les pays du « Nord » par ces nouveaux marchés. La France, grâce à son savoir-faire, pourrait d'ailleurs avoir une place de choix. Néanmoins, le marché accessible aux acteurs historiques pourrait être plus restreint que prévu. En effet, les pays possédant les perspectives de croissance les plus importants, comme la Chine, l'Inde ou la Corée du Sud, tentent de développer leur propres capacités à concevoir et construire des réacteurs : CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Group) et CNNC (China National Nuclear Corporation) pour la Chine, NPCI (Nuclear Power Corporation of India) pour l'Inde, et Kepco pour la Corée du Sud en sont de bons exemples. Les transferts de technologie et le maintien d'un savoir-faire français seront des déterminants essentiels de la taille de marché disponible pour la France. L'on constate d'ores et déjà que peu d'acteurs étrangers sont aujourd'hui implantés sur ces nouveaux marchés. Seuls 15 des 59 réacteurs sont construits par des entreprises non nationales, dont 3 par Areva, 5 par AtomEnergProm, 5 par Toshiba-WestingHouse et 2 par GE-Hitachi.

Il est clair qu'un abandon du nucléaire affecterait négativement les exportations de l'ensemble de la filière du nucléaire civile. La filière du retraitement des déchets serait particulièrement affaiblie par une perte de vitesse du nucléaire en France.

De plus, les choix technologiques comme les standards retenus orienteront le choix des acteurs choisis pour conduire la construction et la maintenance des nouvelles centrales. La Chine entend miser sur le développement de réacteurs à neutrons rapides et l'acquisition de la maîtrise du recyclage des combustibles usés s'inscrit pour elle dans la double perspective du parc actuel et de futurs réacteurs à neutrons rapides.

L'ampleur des constructions dépendra également des prix du gaz sur les marchés américain et européen. En effet, l'exploitation massive des gaz de schiste pourrait conduire à des prix du gaz bon marché, rendant alors les centrales à gaz plus compétitives que les centrales nucléaires. Cette baisse relative de compétitivité de la filière nucléaire s'observe d'ores et déjà aux Etats-Unis où l'exploitation des gaz de

---

(1) Audition du 21 décembre devant la Commission Energies 2050.

(2) World Nuclear Association.

schiste (aujourd'hui près de 25 % de la consommation gazière) a freiné les investissements dans le nucléaire, comme dans les énergies renouvelables par ailleurs.

### 3.2. La France a une carte à jouer dans certaines filières renouvelables

Si dans les autres filières, la France est importatrice nette, il faut cependant distinguer les technologies matures, où le potentiel de marché est donc limité par la présence d'importants acteurs étrangers (comme dans l'éolien terrestre), et les technologies en développement. Sur ce dernier segment, il est important que la France mise sur les technologies où elle possède d'ores et déjà un savoir-faire. C'est le cas de l'éolien offshore, du solaire à concentration ou encore de l'hydraulique, comme l'a montré le groupe conduit par Jean Bergougnoux sur les prospectives technologies (à paraître).

Les potentiels de développement de la filière éolienne sont importants, si l'on en croit la part octroyée à cette énergie dans l'ensemble des feuilles de route étrangères.

**Tableau 1 : Capacités éoliennes et production selon différents scénarios**

		2010	2020	2025	2030	2035
AIE - <i>Current Policies</i>	Production (TWh)	380*	1080	-	1653	1936
	Capacité (GW)	197	477	-	662	751
AIE - <i>New Policies</i>	Production (TWh)	380*	1229	1749	2278	2851
	Capacité (GW)	197	535	703	862	1035
AIE - 450 ppm	Production (TWh)	380*	1383		3197	4107
	Capacité (GW)	197	592		1148	1423
IHS - <i>Global Wind Turbines</i>	Production (TWh)	380*	-	940	-	-
	Capacité (GW)	197				
GWEC - <i>Reference</i>	Production (TWh)	380*	1109	-	1405	-
	Capacité (GW)	197	415	-	573	-
GWEC - <i>Moderate</i>	Production (TWh)	380*	2041	-	4360	-
	Capacité (GW)	197	832	-	1777	-
GWEC - <i>Advanced</i>	Production (TWh)	380*	2628	-	5429	-
	Capacité (GW)	197	1071	-	2342	-

\* Estimation pour 2010

Source : AIE, IHS, GWEC

Si la France n'a pas de fabricant éolien onshore (à l'exception de Vergnet S.A.), elle possède de nombreux sous-traitants, peu visibles mais bien présents dans la chaîne de valeur internationale. Dans l'éolien offshore existent des potentialités importantes, car au-delà des énergéticiens qui commencent à racheter des technologies offshore, certains acteurs industriels, non spécialisés au départ dans l'éolien, pourraient se diversifier, et utiliser leurs savoir-faire pour développer des installations en mer : les ports français, les industriels de l'automobile, de la construction navale (DNCS), du ferroviaire et de l'aéronautique (Alstom), ainsi que certains acteurs de la recherche (IFPEN qui a développé une expertise en offshore pétrolier). Des entreprises de travaux publics se sont spécialisées dans le domaine des travaux de fondation et d'installation et de raccordement électrique. Au total ce sont une cinquantaine d'entreprises qui sont actives dans ce domaine, auxquelles s'ajoutent les entreprises spécialisées dans la maintenance des parcs. De plus, certaines entreprises françaises, comme Technip, joueront un rôle important dans l'éolien offshore de par leur

---

compétence en ingénierie offshore. Pour les navires de pose et d'autres types de fondations offshore, on pourrait citer également les acteurs DCNS et STX France<sup>1</sup>.

Sur la filière solaire, la France est présente dans le solaire thermique (chauffe-eau solaires), et pourrait le devenir davantage si elle exploitait plus le marché national et sa capacité d'exportation.

La France s'est également construit un maillage encore éparse d'entreprises dans le solaire photovoltaïque avec une forte concentration dans l'aval de la chaîne (près de 5000 installateurs de en France)<sup>2</sup>. La filière PV est en pleine phase de transition, entre une phase d'amorçage et une phase de consolidation et de massification à venir. La consolidation de la filière n'interviendra que grâce au progrès attendus de la R&D, recherche de pointe et dynamique en France. Les débouchés de la filière industrielle sont incertains, notamment à 2030 et *a fortiori* en 2050, mais pourraient être importants en cas de forte baisse des coûts de production. Quelques entreprises françaises innovantes se positionnent avec succès au niveau mondial sur les segments des matériaux solaires (Saint Gobain qui aurait près de 50 % du marché des verres), du gaz de procédés (Air Liquide déclare avoir 40% du marché mondial de fourniture de gaz), des systèmes électriques (Schneider) et des équipements industriels. Le développement de la filière dépend de deux facteurs clés : le coût de la technologie et la structuration de la filière. D'une part, à l'avenir, les capacités PV pourront être développées, à moindre coût pour l'Etat, dans certaines conditions que sont un prix élevé de l'électricité sur le marché en période de production du photovoltaïque et un fort ensoleillement permanent, comme c'est le cas dans des pays tels que la Californie et l'Italie du Sud, où la production d'électricité d'origine photovoltaïque coïncide avec une forte demande d'électricité résultant du développement de la climatisation. Pour le moment, en France, le solaire PV est quatre à six fois trop cher pour être rentable sans aide massive de l'Etat, mais des diminutions de coûts et des améliorations technologiques sont évidemment à attendre, notamment à l'horizon temporel retenu dans cette étude, qui est 2050 (se reporter à l'annexe Technologies). Certains avancent que la diminution drastique constatée du coût complet du système indique que le solaire PV suit une courbe d'apprentissage intéressante. En réalité, il est difficile de distinguer l'effet d'apprentissage de celui lié à une surcapacité actuelle de la fabrication de panneaux solaires (notamment en Chine)<sup>3</sup>. Certains attribuent cette compétitivité des cellules et panneaux chinois aux subventions octroyées par l'Etat chinois à ses fabricants, leur permettant d'abonder le marché avec des produits à un coût inférieur au prix du marché mondial. Quelle qu'en soit la raison, cette prééminence de produits chinois commence à porter atteinte aux industries européennes présentes sur ce maillon. D'autre part, il est important qu'une filière industrielle se développe. La Chine fournit aujourd'hui une grande partie des cellules et, après assemblage, des panneaux solaires, pour une part de près de 40 % de la chaîne de valeur<sup>4</sup>. Pour autant, la France peut s'imposer au niveau local/régional pour les solutions d'intégration au bâti, mais aussi au niveau industriel en proposant de nouvelles cellules plus performantes. En effet, elle peut se positionner a) sur les nouvelles technologies à forte valeur ajoutée, encore au stade de laboratoire (cellules à forte productivité, couches minces, matériaux innovants, photovoltaïque à concentration...) ; b) sur les innovations complémentaires qui permettent de générer de la valeur ajoutée en utilisant des

---

(1) Fiche Eolien du groupe Bergougnoux.

(2) Fiche Solaire du groupe Bergougnoux.

(3) Luc Oursel dans sa présentation à la Commission le mardi 21 décembre 2011.

(4) DGEC et Trésor (2011), Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010.

technologies connues (et pour la plupart fabriqués à l'étranger), comme c'est le cas des solutions d'intégration au bâti, qui pourraient jouer un rôle clé dans le développement de bâtiments à énergie positive.

La France a également une carte à jouer dans le solaire thermodynamique à concentration, technologie qui consiste à chauffer un liquide caloporteur, utilisé ensuite pour produire de l'électricité comme dans une centrale thermique classique. Le solaire thermodynamique offre de nombreux avantages : production plus régulière que les panneaux solaires PV tout au long de la journée, couplage possible avec des systèmes de stockage de l'énergie. Les technologies les plus compétitives utilisées sont maîtrisées en France au sein de nombreux groupes industriels, avec une capacité d'exportation reconnue. Certains équipementiers se sont engagés dans la quête à la compétitivité des solutions en travaillant sur des innovations majeures à venir (miroirs, solutions caloporteuses, solutions de stockage,...). Néanmoins le gisement français est faible (ensoleillement modéré et prix de la terre élevé), ainsi le marché national sera marginal : l'industrialisation de la filière sera conditionnée par la capacité d'export de la France sur ce segment. Si les capacités installées sont aujourd'hui faibles (1,3 GW), les perspectives de croissance selon l'AIE sont importantes (près de 148 GW en 2020). Outre les aspects technologiques, la France possède un avantage certain de par ses relations privilégiées avec le pourtour Méditerranéen (Maghreb, Moyen-Orient, Afrique etc.), qui constitue des marchés idéaux pour l'implantation de solaire thermodynamique.

La France a une tradition très ancienne et très forte en matière d'hydroélectricité et dispose aujourd'hui d'atouts très importants en ce domaine :

- un très haut niveau scientifique en matière de mécanique des fluides, un enseignement dont la qualité est mondialement reconnue dans le domaine de l'hydraulique et de l'hydroélectricité;
- des références importantes en matière de réalisation et d'exploitation;
- des bureaux d'études de qualité, tels le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF, le centre mondial de technologie d'Alstom Hydro et plusieurs autres;
- le leadership mondial d'Alstom Hydro pour les générateurs hydroélectriques (turbines/alternateurs) de forte puissance. Ses réalisations se trouvent au cœur des plus importantes centrales hydroélectriques construites ces dernières années : La Grande au Canada (33 groupes totalisant 8654 MW), Itaipu au Brésil (10 groupes turbine/alternateur de plus de 700 MW chacun), Trois Gorges en Chine (14 groupes turbine/alternateur de 700 MW chacun).

La France exploite d'ores et déjà une grande partie de son potentiel hydraulique (il reste 3 TWh encore équipable pour un coût de 60 à 100 €/MWh) mais ce dernier est encore loin d'être exploité dans le monde (Afrique : seulement 10 %, Chine : seulement 27 %). La France est et sera un acteur incontournable dans la construction, l'exploitation et la maintenance d'infrastructures hydraulique dans le monde.

En ce qui concerne les énergies marines, il n'existe pas pour le moment de technologie mature et commercialisable. Un nombre important de technologies sont néanmoins au stade de la recherche : celles-ci devront encore franchir des étapes importantes avant de passer à des implantations de taille pré-commerciale. Le Royaume-Uni est aujourd'hui chef de file des énergies marines cinétiques mais, au niveau technologique, les entreprises françaises ne sont pas en reste et détiennent



aujourd'hui des prototypes parmi les plus avancés du monde, et une des deux technologies ETM existantes. Complété par des accompagnements à la recherche et au développement, à la démonstration et à la création d'un marché local de lancement, cela donnerait à la France la possibilité de prendre part à un futur marché mondial.

Il faut également rappeler le potentiel de développement des équipements domestiques au bois, segment sur lequel les industries françaises sont bien implantées, sur le marché national comme à l'international.

Les technologies EGS (systèmes géothermiques améliorés) présentent un potentiel de marché important en France et surtout à l'international, mais font face à des défis importants en termes de réduction des coûts de production et de maîtrise des impacts environnementaux. La filière française se trouve actuellement au tout début de sa structuration.

### **3.3. La France doit conforter son positionnement mondial sur les technologies de réseaux électriques et accélérer le déploiement des solutions de stockage d'énergie**

Les enjeux économiques associés aux réseaux intelligents sont très importants au regard des investissements nécessaires à leur réalisation et font l'objet de nombreuses études de marché (Alcimed, Electric Power Research Institute, GTM Research, McKinsey, Morgan Stanley, Pike Research, Zpryme...). Les chiffres publiés varient fortement en fonction des choix de périmètres et d'hypothèses d'investissements. Ces études indiquent qu'en 2014 le marché pourrait représenter quelques dizaines de milliards. Morgan Stanley chiffre ce marché à 100 milliards de dollars en 2030. La CRE a évalué à 15 milliards d'euros les investissements Smart Grids sur les réseaux électriques français d'ici à 2030. Selon ces mêmes études, le marché se décomposerait comme suit : 20% pour les équipements de maîtrise de la demande, 20% pour les systèmes de comptage, et de 60% pour les équipements réseaux.

L'industrie française des Smart Grids est positionnée sur de nombreux segments de marché et a hérité des compétences de l'opérateur historique EDF. A moyen terme, les démonstrateurs technologiques lancés dans le cadre des Investissements d'Avenir, préparent les déploiements des prochaines technologies des réseaux électriques intelligents en France et en Europe.

Le gouvernement et les industriels s'organisent pour développer les réseaux intelligents, puisque les gestionnaires des réseaux électriques, notamment Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et Electricité Réseau de Distribution de France (ERDF), ont déjà inclus dans leurs politiques d'investissement le déploiement de certaines technologies Smart Grids, et plus particulièrement sur le réseau de transport d'électricité. Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) permet également à RTE et ERDF de financer ses travaux de recherche et développement afin de tester et de préparer le déploiement de nouvelles technologies.

La question du stockage est cruciale : développer des capacités de stockage à des prix compétitifs permettrait de résoudre les problèmes d'intermittence des énergies renouvelables.

Au niveau mondial, 99% des capacités de stockage d'énergie stationnaire sont assurées par les STEP, dont la plus grande partie est installée en Europe (35 GW sur 127 GW au niveau mondial, dont 4 GW en France). Les estimations du marché du stockage stationnaire pour les producteurs d'électricité sont nombreuses et varient en fonction des années de mesure et des périmètres choisis (stockage de masse, support de réseaux électriques, marchés industriels). Elles s'accordent néanmoins sur le fait que le marché mondial est globalement en forte croissance, avec :

- un marché 2010 compris entre 1,5 à 4,5 milliards de dollars dominé par les STEP et 400 à 600 millions de dollars pour les batteries, supercapacités et volants d'inertie ;
- des projections pour 2020 comprises entre 16 et 35 milliards de dollars pour de nouvelles capacités installées comprises entre 7 et 14 GW par an.

Aujourd'hui, les marchés les plus dynamiques sont l'Asie (Chine, Corée du Sud, Inde), notamment pour les STEP, les Etats-Unis suite à l'établissement de nouvelles régulations sur le stockage d'énergie et les pays montagneux d'Europe.

La filière française du stockage d'énergie est très bien positionnée sur les STEP et engage des recherches sur d'autres alternatives de stockage (lithium-ion, hydrogène, volants d'inertie...). Les efforts de recherche sur le stockage sont importants et mobilisent aussi bien les instituts publics et privés de recherche fondamentale et appliquée, que les équipementiers fournisseurs de solutions et les opérateurs de réseaux électriques ou de chaleur. Les deux objectifs principaux des travaux en cours sont d'élaborer des technologies et des processus d'industrialisation associés compétitifs par rapport aux solutions sans stockage, et d'identifier les modèles économiques pertinents en fonction des nombreux usages de ces technologies. Sur le second volet, ces travaux s'appuient sur des projets de démonstration en usages réels pour vérifier les performances technico-économiques des solutions de stockage d'énergie.

### **3.4. Une filière thermique menacée par le faible taux d'utilisation des centrales**

D'après l'AIE, les centrales thermiques devraient faire partie encore longtemps du paysage énergétique, notamment des pays en développement. En France, la place de ces énergies est beaucoup plus incertaine et dépendra de la part des renouvelables et du nucléaire dans le futur mix électrique français notamment. Dans les trois scénarios présentés par l'UFE (70 %, 50 % et 20 % de nucléaire, le reste étant comblé par des énergies renouvelables et les centrales thermiques pour pallier l'intermittence), **la durée de fonctionnement des centrales thermiques ne leur permet pas d'être rentables.**

L'avenir de la filière thermique dépendra du développement de la capture et du stockage du CO<sub>2</sub> (CSC). A l'image de la feuille de route de la Commission européenne « Energies 2050 », nombre de gouvernements, aujourd'hui dépendants du charbon ou du gaz, comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni, misent sur le développement massif de cette technologie. Sa compétitivité et sa faisabilité sociétale seront néanmoins des points clés de ce développement. L'offre française pourrait se structurer autour d'acteurs-émetteurs tels que les énergéticiens ou industriels qui se positionnent en

tant qu'intégrateurs pour décarboner leur production. Ils pourraient avoir recours à des équipementiers et entreprises d'ingénierie comme Alstom (fourniture de centrales CSC clé-en-main), et des fournisseurs de technologies comme Air Liquide. Des acteurs de petite taille (PME/ETI) pourraient intervenir sur le captage (tout comme sur les autres maillons de la chaîne de valeur) en apportant des compétences ciblées concernant les matériaux et équipements utilisés. Le transport et stockage de CO2 pourrait faire appel à des compétences de traitement de gaz et d'exploitation du sous-sol. Les acteurs du secteur pétrolier (projet de Total à Lacq en Aquitaine) se positionnent d'ores et déjà.

## 4. Au-delà des filières industrielles, d'autres paramètres entrent en compte dans la compétitivité des entreprises françaises

### 4.1. La R&D, un atout français et européen

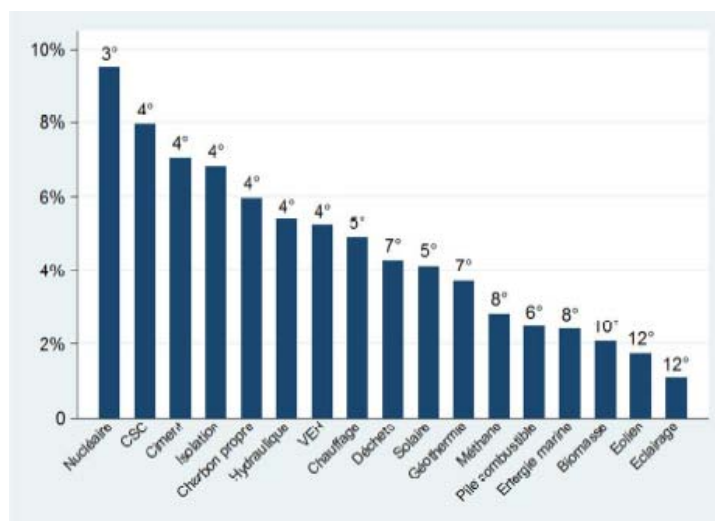
Si l'on regarde les technologies dites « propres » (nucléaire, énergies renouvelables, piles à combustibles, véhicules électrique et hybrides, isolation des bâtiments, pompes à chaleur, éclairage basse consommation, destruction du méthane, charbon propre et CSC), la France apparaît au 5ème rang mondial en nombres de brevets déposés (loin derrière les Etats-Unis, le Japon et l'Allemagne)<sup>1</sup>.

Pendant longtemps, la France a eu tendance à focaliser ses efforts de recherche dans le domaine du nucléaire, mais se diversifie depuis les années 2000. Comme le montre le graphique suivant, la contribution à l'innovation dans les énergies renouvelables est encore faible, d'autant que dans ce domaine, les brevets affluent de toutes parts. Néanmoins, grâce à une recherche publique de qualité et à des industriels proactifs, la France possède une place de choix dans le nucléaire (Areva, CEA), le CSC (Alstom, IFPEN) et l'isolation des bâtiments (Saint Gobain), le ciment (Lafarge), l'hydraulique. La recherche publique est plus importante en France que dans les autres pays développés, notamment via trois grands organismes publics, qui sont des déposants majeurs de brevets : CNRS (charbon propre, piles à combustibles, énergie marine et nucléaire), CEA (piles à combustibles, nucléaire et solaire) et IFPEN (technologies moteurs, biomasse énergie, charbon propre, CSC, valorisation du CO2 et des déchets, énergies marines).

---

(1) Cerna (2011), *L'innovation technologique face au changement climatique : quelle est la position de la France ?*, Mines Paris Tech, juin.

Graphique 4 : Place de la France en nombre de brevets déposés pour diverses technologies



Source : Cerna (2011).

À l'échelle française, le système des investissements d'avenir constitue un dispositif extrêmement intéressant : il prévoit ainsi 2,6 milliards d'euros pour les énergies renouvelables et décarbonées. Dans ce cadre, 1,6 milliard d'euros seront alloués pour le soutien à des projets innovants de démonstrateurs et de plateformes technologiques (dont 1,35 milliard d'euros sur les énergies renouvelables et décarbonées : énergie solaire, énergies marines, géothermie, captage, stockage et valorisation du CO<sub>2</sub> et chimie verte). Des montants importants sont également consacrés à la création et au développement des instituts d'excellence en énergie décarbonée<sup>1</sup>.

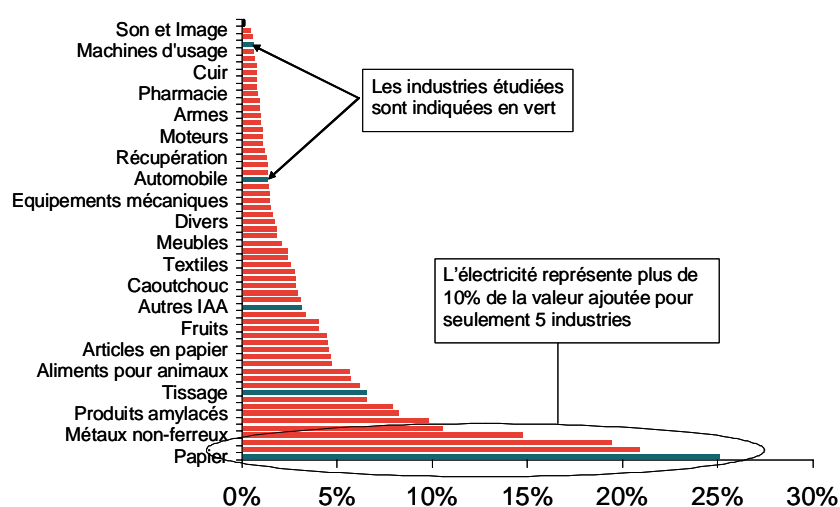
Le dispositif, dénommé NER 300, adopté par les 27 États membres de l'Union européenne dans le cadre du paquet climat-énergie fin 2007, constitue une illustration concrète et *a priori* séduisante de l'intervention des pouvoirs publics. Il cherche à accélérer l'introduction sur le marché de technologies innovantes dans le domaine des énergies renouvelables et de la capture et du stockage du carbone. Son financement repose sur la vente de 300 millions de quotas entrants (*New Entrant Reserve*) du système ETS, ce qui devrait représenter une aide de 4,5 à 9 milliards d'euros suivant le cours du CO<sub>2</sub> (qui peut raisonnablement varier entre 15 et 30 euros). Il vise à financer huit projets de capture et stockage et 32 d'énergies renouvelables. Les projets déposés par les 27 pays de l'Union sont en cours de dépouillement par la BEI qui devrait remettre ses recommandations à la Commission. Ce dispositif a de plus l'avantage de permettre l'émergence de projets à l'échelle européenne. Il ne constituera cependant une réussite que dans la mesure où la distribution finale des sommes d'argent aux projets finalement retenus évitera la dispersion entre les 27 États membres et saura récompenser les projets les plus efficaces.

(1) Glachant M. et Auverlot D. (2011), « Favoriser le développement de la R&D et la diffusion des technologies propices à une économie sobre en carbone », dans *Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone*, rapport du Comité présidé par Christian de Perthuis, octobre.

## 4.2. Le prix de l'électricité, composante essentielle de la compétitivité française

L'augmentation du prix de l'électricité est évoquée par beaucoup de membres de la Commission comme une nécessité dans les années à venir pour tenir compte des dépenses de renforcement des réseaux de transport et de distribution, mais aussi pour maintenir puis renouveler le parc français. D'autres soulignent également qu'un prix de l'électricité trop élevé pourrait porter atteinte à la compétitivité des industries françaises, puisque toutes utilisent de l'électricité dans leur chaîne de production (en plus ou moins grande quantité) (cf Graphique ci-dessous).

**Graphique 5 : Consommation d'électricité en % de la valeur ajoutée pour l'industrie française**



Source : UFE

Une hausse du prix de l'électricité aurait évidemment des conséquences non négligeables mais les effets seront plus ou moins importants selon l'industrie considérée et dépendront de facteurs tels que sa consommation d'électricité, son potentiel de réduction des consommations énergétiques, sa marge d'exploitation, la nature de la concurrence, etc. L'étude commandée par l'UFE aux cabinets Frontier Economics et Ylios<sup>1</sup> envisage quatre réactions possibles : une augmentation des prix au consommateur, un transfert de certaines capacités productives à l'étranger, une amélioration de la performance énergétique, et une délocalisation. Les résultats suggèrent que dans la plupart des cas, l'industrie pourra en partie répercuter la hausse des coûts sur le prix au consommateur, à l'exception des industries du ciment et du papier. Pour la première, l'étude indique que les prix du ciment devraient augmenter mais s'accompagner également d'une délocalisation d'une partie de la production, tandis que pour la deuxième, la solution la plus plausible en cas de forte hausse des prix est une fermeture massive d'entreprises locales, voire d'une délocalisation totale de l'activité à l'étranger. De son côté, l'étude Syndex/Alpha montre que les contraintes environnementales, soit un prix du CO<sub>2</sub> venant en sus du prix de l'électricité, seraient un facteur de second ordre dans la compétitivité de l'industrie du carton/papier, mais pourraient cependant accélérer la perte de vitesse

(1) Frontier Economics et Ylios (2010), L'impact de l'évolution des prix de l'électricité sur la compétitivité d'industries consommatrices d'électricité, janvier.

de ce secteur, fortement exposé à la concurrence internationale (acteurs scandinaves et sud-américains). Elle met également en évidence la difficile délocalisation de certaines industries, comme celle du ciment, puisque ce matériau est avant tout utilisé au niveau régional (matériau pondéreux).

La compétitivité des entreprises françaises doit néanmoins être appréciée au regard de celle des autres pays d'Europe, voire en dehors des frontières européennes. Cette compétitivité relative dépendra des choix énergétiques de la France mais aussi de ceux de nos voisins. L'Allemagne a fait le choix de redistribuer la totalité des recettes issues de la vente aux enchères des crédits carbone de ses industries sur l'ETS aux industries électrointensives. En effet, se plier aux règles communautaires à 2020 suppose que l'Allemagne mette un plan ambitieux de transformation énergétique (appelée *Energiekonzept*, puis *Energiewende*), qui, selon elle, pénaliserait en premier lieu ses industries électrointensives, mettant à mal leur compétitivité<sup>1</sup>.

La Commission européenne a estimé la perte de compétitivité de l'Europe vis-à-vis des autres partenaires en cas d'un durcissement de l'objectif environnemental, synonyme d'une augmentation du prix du crédit CO<sub>2</sub> et donc d'une hausse des prix des énergies<sup>2</sup>. Dans le cadre des hypothèses retenues sur les dérogations accordées aux secteurs sensibles, et en envisageant que le reste de la communauté internationale s'astreigne à des réductions d'émissions moyennement ambitieuses, le coût de l'accroissement de l'effort de réduction des émissions communautaires à -30 % évalué à 81 milliards EUR à l'échelle de l'économie européenne (0.54 % du PIB communautaire), n'aurait pas un impact important sur l'activité industrielle du côté des industriels. Porter l'objectif de l'UE à 30 % entraînerait une perte de production supplémentaire d'environ 1 % pour le secteur de la métallurgie, pour les produits chimiques et pour d'autres industries énergétivores par rapport à un objectif de 20 %. Les incidences pour les secteurs des produits chimiques organiques et inorganiques, des engrais et des «autres produits chimiques» s'élèveraient alors à 0,9 %, 1,1 %, 1,2 % et 3,5 % respectivement. L'industrie chimique européenne perdrait également en compétitivité internationale, l'équivalent de 1,2 % de parts sur les marchés. Dans le cas où l'Europe agirait seule, la perte additionnelle pour les IGCE serait faible et comprise entre 0,1 % et 0,6 % (à l'exception de la chimie et de la plasturgie, qui perdrait -1,1 % par rapport à un scénario d'une coordination internationale moyennement ambitieuse).

---

(1) Audition du Dr Mager, directeur du département « Grundsatzfragen, Energieforschung; Erneuerbare Energien; Kohle » du BMWi, le 16 décembre 2011.

(2) Commission Européenne (2010), *Analysis of options to move beyond 20 % greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage*, Background information and analysis, SEC(2010) 650, mai.



## Annexe 6

# Emplois

Cette annexe va de pair avec l'Annexe Filières. Elle recense dans un premier temps les différentes études sectorielles disponibles. Dans un second temps, l'annexe présente plus en détails l'impact sur l'emploi des mix électriques, en s'appuyant sur les analyses réalisées par les rapporteurs de la Commission et les travaux de l'équipe Erasme (modèle Némésis, Ecole Centrale Paris). D'autres équipes de modélisation ont produit des résultats, mais compte tenu des délais impartis, nous n'avons pu les étudier en détails : ces travaux ne seront donc que brièvement évoqués.

## 1. Introduction

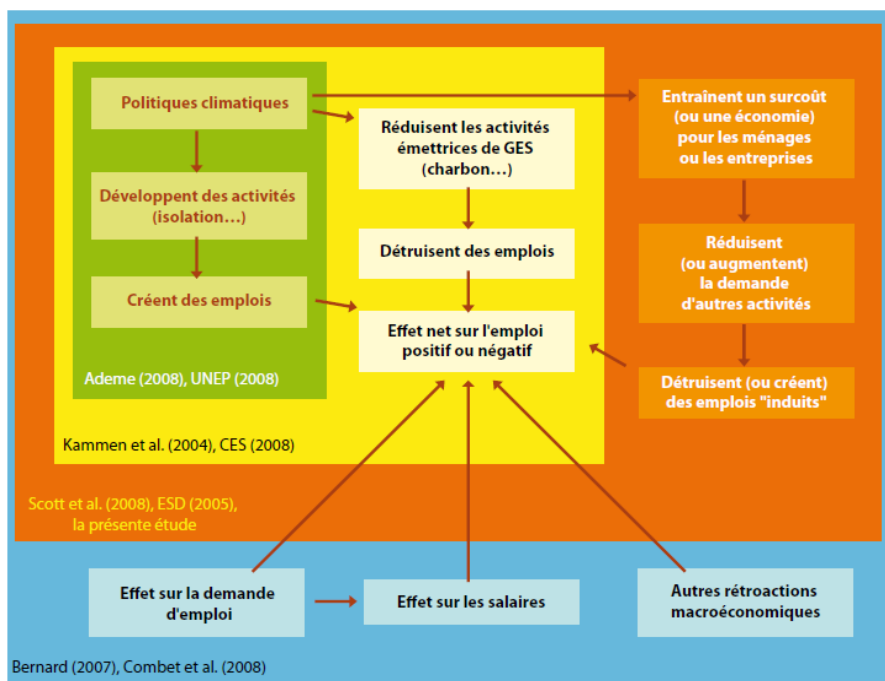
L'analyse d'une politique énergétique sur l'emploi doit prendre en compte trois niveaux d'impacts :

- les emplois directs liés à la mise en œuvre des politiques énergétiques, tenant compte des créations d'emplois dans certaines filières mais aussi des destructions dans d'autres ;
- les emplois indirects, généralement ceux dans les branches sous-traitantes ;
- et les emplois induits, c'est à dire les emplois affectés par l'activité d'autres secteurs. Les estimations sont relativement complexes puisque cela peut inclure les achats des employés du secteur, les effets d'une variation du prix de l'énergie ou encore les impacts sur la balance commerciale.

Néanmoins ces définitions sont différentes d'une étude à une autre. Il convient aussi de bien différencier les emplois nets des emplois bruts, le premier terme tenant compte du bilan des emplois créés et détruits, alors que le deuxième ne comprend que les créations d'emplois.

Le schéma ci dessous permet de visualiser l'ensemble des impacts<sup>1</sup> :

Figure 1 : Effets direct, indirect et induit



Filet vert : emplois liés aux dépenses de protection de l'environnement, d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique; filet jaune : mécanismes économiques; filet orange : emplois détruits par le financement des dépenses supplémentaires; filet bleu : effet macroéconomique.

Source : Quirion P.

## 2. Les emplois dans les filières énergétiques en France

Comme nous allons le constater par la suite, il est bien difficile de donner des chiffres d'emplois par filière énergétique. Nous pouvons néanmoins nous appuyer sur la comptabilité nationale, qui indique qu'en 2008, **127 165 personnes travaillaient dans la production, le transport et la distribution d'électricité, 20 705 dans la production, le transport et la distribution de gaz, et 17611 dans le raffinage**. Ces emplois ne comprennent pas les emplois liés aux travaux publics, ou à l'installation.

### 2.1. Secteur nucléaire

L'étude récente de PWC<sup>2</sup> fait état de 125 000 emplois directs dans la filière du nucléaire civil en France (incluant la construction et l'amont du cycle), dont 18 % dans l'amont (22 900 dont 7800 chez Areva), 22 % dans la construction (27 500), 38 % dans l'exploitation et la maintenance (47 100), 16 % dans l'aval (20 300), 6 % dans les établissements publics, que sont le CEA, l'ANDRA ou encore l'ASN. Elle évalue également les emplois indirects (c'est-à-dire les emplois créés par l'activité dans les

(1) Source « 30 % de CO<sub>2</sub> = + 684 000 emplois - L'équation gagnante pour la France », étude de Philippe Quirion (Chercheur CIRED/CNRS) et Damien Demailly pour WWF-France.

(2) PWC (2011), Le poids socio-économique du nucléaire en France, mai.



entreprises sous-traitantes) à 114 000 emplois. Les 400 000 emplois souvent cités dans la presse comprennent en réalité l'emploi direct, indirect mais aussi, ce que PWC appelle, l'emploi « induit ». La définition de l'emploi induit et la méthode utilisée sont peu communes : il est calculé comme l'emploi créé par la valeur ajoutée alimentée par les dépenses des employés directs et indirects.

Par souci de comparaison avec les autres filières, mais aussi pour des questions de méthodologie, nous ne retiendrons que les emplois directs de la filière, soit les 125 000.

A l'avenir, les emplois dépendront du dynamisme de la filière, notamment au niveau national, et dans les secteurs de l'aval et de la construction. Une sortie, même partielle, du nucléaire conduirait dans un premier temps à une perte d'emplois liée à l'exploitation, et à l'amont du cycle. Une telle décision sonnerait également comme un désaveu d'une énergie, ce qui aurait des répercussions sur les programmes nucléaires d'autres pays. *In fine* une telle décision pourrait entraîner une perte de l'ensemble des emplois de la filière nucléaire. Certes le démantèlement d'une centrale créerait des emplois, mais très faiblement, de l'ordre de 200 à 300 emplois par an sur 20 ans.

A l'inverse, un prolongement de la durée d'exploitation des centrales conduirait à de grands travaux, dits de « carénage », pour un investissement de quelques 55 milliards d'euros. Cette activité créerait de l'activité, en sus des emplois déjà existants de la filière.

#### Décomposition des emplois dans l'EPR

Il est intéressant de tenter de décomposer les emplois par activité de la filière afin de bien comprendre les enjeux d'une poursuite ou d'un affranchissement partiel du nucléaire.

- **Construction** (Emplois directs : 1200 – 2700, Emplois indirects : 850 – 1900, Emplois totaux : 2050 – 4600) : Les données sont difficiles à évaluer compte tenu de l'absence de récentes constructions de réacteurs en France. PWC estime néanmoins que la phase de construction d'un EPR durera 7 ans et emploiera pendant cette période entre 1200 et 2700 personnes, auxquelles s'ajouteraient 850 à 1900 emplois indirects.

- **Exploitation d'une centrale** (Emplois directs : 830 – 1100) : Si l'on regarde les données historiques : EDF exploite 58 réacteurs pour un total de 47 000 emplois directs. Ainsi la phase d'exploitation créerait quelques 810 emplois par réacteur. Le PWC estime qu'un EPR créerait 440 emplois par an pour la phase d'exploitation maintenance, auquel l'on peut ajouter la production du combustible (250 emplois par an) ainsi que le recyclage du combustible (90 emplois par an) sur 60 ans d'opération.

## 2.2. Secteur des énergies renouvelables

### ➤ Les vraies et les fausses vérités sur l'emploi dans les filières renouvelables

Selon le dernier rapport de l'Ademe<sup>1</sup>, les emplois dans la filière renouvelable s'élèvent à 80 873. Les estimations du SOeS donnent un chiffre beaucoup plus bas de 55 700 pour la même année 2009. Si les variations sont aussi grandes entre les deux organismes, c'est que ces derniers n'incluent pas les mêmes activités dans la filière renouvelable (la distribution d'équipement, tout comme les études sont prises en

(1) Ademe (2010), *Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010*, octobre.

compte par l'Ademe). Le SoeS a une approche, basée sur une comptabilisation des emplois tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité nationale. Seulement, comme l'agence le souligne très justement, ce secteur n'est pas identifié tel quel dans les nomenclatures, et les emplois sont donc sous-estimés car l'on ne tient compte que des services, exploitation, fabrication industrielle et travaux publics<sup>1</sup>. A l'inverse, l'Ademe, partant de la comptabilité nationale, reconstitue les chiffres d'emplois. Eurobserv'ER fournit des données sur l'ensemble des pays européens, à partir de sources nationales, et inclut les emplois directs et indirects. De même, le SER a choisi de prendre en compte les emplois directs et indirects.

**Ces dissensions importantes entre les chiffres des filières nous enseignent que l'emploi est souvent mal connu, pour la simple raison que les périmètres définis diffèrent d'une étude à une autre.** Certains incluent des emplois, qui peuvent être considérés comme indirects par d'autres, comme ceux de la construction. L'Ademe donne des chiffres d'emplois en "équivalent temps plein" etc.

**Tableau 1 : Récapitulatif des chiffres d'emplois en France par énergie**

	Chiffres SOeS		Ademe	Eurobserv'ER	SER
	2009	Evolution 2009/2008	2009	2009	2010
<i>Périmètre</i>	<i>Direct</i>		<i>Direct + quelques sous-traitants</i>	<i>Directs + indirects</i>	<i>Directs + indirects</i>
Biomasse	12 300	5,1 %	17 151	60 000	31 683
Hydraulique	10 100	5,4 %	10 642	-	15 000
Eolien	6 100	9,4 %	9 586	19 700	8 100*
Agrocarburants	7 100	4,8 %	7 192	10 600	-
Pompes à chaleur	6 100	-15,1 %	8 863	-	-
Photovoltaïque	6 900	48,3 %	8 622	13 200	18 800*
Solaire thermique	1 700	-9,7 %	4 069	6 250	3 741
Géothermie, Biogaz, UIOM	1 500	11,5 %	2 065	-	-
<b>Total</b>	<b>51 800</b>	<b>6,3 %</b>	<b>80 873</b>	<b>-</b>	<b>99 246</b>

\* Chiffres 2011

Si les chiffres par filière diffèrent là encore entre le SOeS et l'Ademe, ils nous enseignent cependant que l'emploi dans les énergies renouvelables a progressé entre 2008 et 2009. La crise a certes freiné l'expansion du marché (taux de croissance de 20,8 % entre 2007 et 2008 et de seulement 9,7 % entre 2008 et 2009), mais le secteur reste créateur d'emplois. Pour autant, il faut relever que la crise a eu tendance à freiner la production nationale, conduisant de fait à ce que les importations répondent encore davantage au besoin du marché intérieur, pourtant en croissance. De plus, les capacités photovoltaïques installées annuellement ont doublé, passant de 105 MW en 2008 à 250 MW en 2009. En 2010, les puissances raccordées au cours de l'année ont augmenté de + 235 % par rapport à 2009. Cette brusque hausse a donc été compensée par des importations en masse de cellules photovoltaïques (+ 85 %), ce qui

(1) SOeS (2011), « Activités, emplois et métiers liés à la croissance verte : Périmètres et résultats », Etudes et documents, n°43, Juin.

a conduit à dégrader une partie de la balance commerciale. Une telle croissance du PV s'explique en partie par les nombreuses aides octroyées par le gouvernement : crédit d'impôt développement durable pour les ménages, et l'obligation d'achat par les entreprises de distribution de l'électricité produite. Le tarif d'achat français est l'un des plus hauts d'Europe.

La grande majorité des emplois se trouve en dehors du maillon de la fabrication des équipements. D'après l'Ademe, les emplois se décomposent comme suit en 2009 : 15 849 dans la fabrication des équipements, 24 195 dans les études et l'installation, 12 683 dans la distribution, et enfin 28 145 dans l'exploitation et la maintenance. L'industrialisation des filières, aujourd'hui manquante, est un enjeu essentiel de la capacité d'export de la France mais aussi des futures créations d'emplois de la filière, puisque le maillon de la fabrication de l'équipement a un contenu en emplois supérieur à celui des autres maillons de la chaîne de valeur. Mises à part certaines filières comme l'hydraulique ou encore le solaire thermique (voir annexe Filières industrielles et compétitivité), les besoins intérieurs de capacités renouvelables viennent avant tout de l'étranger, sans que nos exportations compensent ce manque à gagner : nous créons donc des emplois à l'étranger, là où la constitution d'une filière pourrait nous permettre d'en créer davantage au sein des frontières françaises.

La capacité d'export est une variable particulièrement cruciale pour l'Allemagne. D'autant que le gouvernement prévoit un développement modéré du marché intérieur pour certaines filières, notamment côté éolien terrestre, où les meilleurs gisements sont déjà exploités mais où le savoir-faire allemand est reconnu. Régulièrement, le ministère de l'environnement (BMU) publie une étude, qui évalue les effets de la capacité d'export du pays sur les emplois à 2020 et 2030<sup>1</sup>. Ainsi à 2020 et 2030, l'emploi dans la filière va du simple au double, selon l'hypothèse de capacité d'export retenue. La dernière en date indique qu'à l'inverse de la France, en 2010, le nombre d'emplois dans la fabrication et l'installation était bien plus important que dans l'exploitation et la maintenance (234 100 contre 70 100). Les exportations représentent une part importante de l'activité de la filière renouvelable en Allemagne : en 2007, sur quelques 15 milliards de chiffre d'affaire, près de 4 milliards auraient été réalisés grâce à l'exportation de matériel. Ainsi l'argument, souvent utilisé, que les énergies renouvelables seraient créatrices d'emplois en France comme c'est le cas en Allemagne, doit être pris avec précaution : certaines filières renouvelables pourraient conduire à la création d'emplois, mais à la condition que celles-ci s'industrialisent, c'est à dire qu'elles alimentent une grande partie du marché national, et aussi qu'elles exportent.

### ➤ Nouveaux métiers ou évolution des métiers traditionnels ?

L'on distingue quatre types de métiers correspondant respectivement à :

- la fabrication et la distribution d'équipements producteurs d'énergies renouvelables ;
- l'installation, la maintenance et l'usage de ces équipements, notamment dans les bâtiments ;

---

(1) Lehr U. et al. (2011), Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, BMU, juillet.

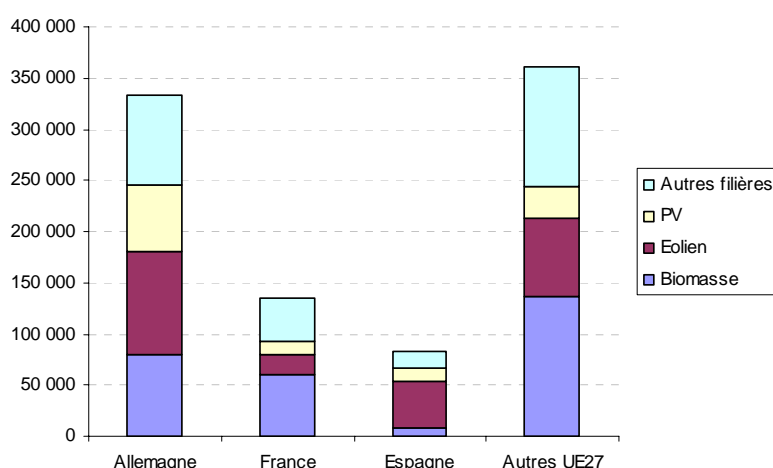
- le conseil technique et les services non marchands, exercés au sein des collectivités locales par exemple dans le cadre de l'élaboration d'un plan climat-énergie territorial ;
- l'aide au financement des énergies renouvelables.

Selon le rapport du comité de filière « Energies renouvelables » (mission sur les métiers de la croissance verte), il ne faut pas attendre de révolution en termes de création de nouveaux métiers (sauf peut-être développeur de projet ou de contrôleurs/coordonnateur qualité, juristes et avocats spécialisés dans le droit des énergies renouvelables). Une activité plus importante de ces filières conduirait néanmoins à un surplus d'activité dans des métiers traditionnels : il y aura création de nouvelles compétences. De nouveaux sujets se posent également dans la recherche et des compétences sont à créer dans des filières émergentes. C'est par exemple le cas dans le secteur des énergies marines.

#### Focus situation en Europe – rapport EurObserv'ER 2010

"Pour l'ensemble des 27 pays membres de l'Union européenne, les volumes d'emplois associés aux marchés des filières énergétiques renouvelables représentent plus de **910 000** personnes. Le premier des secteurs est celui de la biomasse solide avec plus de 280 000 emplois. Cela est logique dans le sens où ce secteur est le premier en termes de production d'énergie primaire en Europe. Viennent ensuite l'éolien et le photovoltaïque avec respectivement 243 600 et 121 800 emplois évalués pour 2009. Ces filières sont aujourd'hui des piliers de l'activité économique de certains pays. Elles proposent des emplois à haute valeur ajoutée et à forte technicité qui sont une des clefs de l'avenir économique de l'espace européen. Au niveau des pays, ce qui frappe le plus c'est la grande différence entre les premiers du classement européen. **L'Allemagne (333 000)** compte presque 2,5 fois plus d'emplois dans les renouvelables que la France (135 000), et plus de 4 fois plus que l'Espagne (82 000)."

Figure 2 : Emplois par pays et filières en Europe 27



Source : Eurobserv'ER

---

## 2.3. Secteur de l'efficacité énergétique

### ➤ Une difficile estimation des emplois

L'efficacité énergétique dans le bâtiment comprend différentes activités qui dépendent elles-aussi très largement de la cible observée. Dans les bâtiments anciens, les actions d'efficacité énergétique comprennent les travaux d'isolation et de pose de couverture, la fabrication et la distribution des fournitures. Dans le bâtiment neuf, il n'y a évidemment pas de mesures d'efficacité énergétique à proprement parler, mais les nouvelles constructions doivent correspondre aux réglementations en vigueur, qui sont de plus en plus exigeantes quant à la consommation énergétique au m<sup>2</sup>. Sans compter que plus largement, il faudrait prendre en compte la substitution des équipements utilisant de l'énergie fossile par des équipements plus sobres en carbone (énergies renouvelables, comme le solaire thermique ou PV, ou encore la biomasse, ou les techniques de récupération), et l'amélioration de la performance des équipements utilisés. Au-delà de la variété des activités précitées, peu d'entreprises sont spécialisées dans une action, qui peut être spécifiquement reliée à de l'efficacité énergétique. La comptabilisation des entreprises, et encore plus celle des emplois, est donc particulièrement ardue.

L'Ademe se risque à proposer une évaluation de ces emplois<sup>1</sup> en équivalent temps plein, qu'elle chiffre à 159 030, dont 125 622 pour l'intervention sur le bâti (isolation, pose de couverture, fabrication et distribution des fournitures), 5 052 pour la ventilation et la régulation, 13 358 pour le chauffage (notamment les chaudières à condensation), 12 662 pour la fabrication d'électroménagers, et 2 337 pour les lampes basse-consommation.

Les mesures mises en œuvre suite au Grenelle de l'environnement (objectifs à 2020, RT2012, RT2020, ou encore mécanismes incitatifs) devrait conduire à une croissance du marché. Néanmoins cette croissance ne compensera peut-être pas les pertes liées à la diminution des rénovations et constructions nouvelles à cause de la crise.

### ➤ Un « verdissement » des emplois

Nous reprenons ici la synthèse des travaux menés par le comité filière « Métiers du bâtiment » présidé par Philippe Pelletier en 2009.

« En termes de métiers, le mouvement de mutation vers des activités « vertes » va toucher l'ensemble de la filière. Le bâtiment va à la fois revisiter des métiers traditionnels et découvrir de nouveaux métiers.

Sur les métiers traditionnels, l'étude conduite par l'Ademe et Alliance Ville Emploi (AVE) dans le cadre d'une expérimentation sur trois bassins d'emploi conclut qu'un certain nombre de professions seront particulièrement sollicitées : menuisiers (notamment pour des travaux d'isolation), plombiers, chauffagistes, peintres plaquistes (isolation, toiture, parois, parois opaques, extérieur), couvreurs (photovoltaïque, solaire thermique), électriciens.

---

(1) Ademe (2010), [Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010](#), octobre.

Sur les nouveaux métiers, il s'agit de métiers très qualifiés liés soit aux technologies vertes, soit à la maîtrise de la complexité croissante des projets immobiliers : métiers du diagnostic, du contrôle, de la mesure (performance énergétique, qualité de l'air, mesure acoustique, etc.), ensembliers de la construction, rénovateurs « clé en mains », métiers liés à la coordination et au pilotage de travaux.

Le secteur du bâtiment devrait aussi attirer des compétences aux frontières de son domaine : par exemple sur la régulation, la mesure de la performance énergétique et l'intelligence de la maintenance dans le secteur de l'informatique et de l'électronique ; ou bien dans les services (montage administratif, financier, appui juridique, suivi de contrat) intégrés aux offres globales des entreprises sur la rénovation énergétique. »

### 3. Politique énergétique et emplois

#### 3.1. Evaluation de l'emploi pour différents scénarios de production électrique

Les analyses CAS et Erasme s'appuient sur les données physiques (capacités installées en 2030) issues de l'UFE :

- « 70 % de nucléaire » dans la production électrique : maintien du parc nucléaire actuel avec un prolongement de la durée d'exploitation à 60 ans et mise en service de 2 EPR (2016 et 2022), stabilisation du développement des EnR au niveau des objectifs 2020 du Grenelle, maintien de capacités charbon dans le parc, ouverture de capacités CCG et TAC pour satisfaire la consommation non traitée par le nucléaire et les EnR ;
- « 50 % de nucléaire » dans la production électrique : déclassement partiel du nucléaire (50 % des centrales prolongées à 60 ans, 50 % fermées), poursuite du développement des EnR au-delà des objectifs 2020 du Grenelle, maintien de capacités charbon dans le parc cette ouverture de capacités CCG en substitution du nucléaire déclassé ;
- « 20 % de nucléaire » dans la production électrique : déclassement systématique des capacités nucléaires atteignant 40 ans, poursuite forte du développement des EnR, hausse des capacités charbon et ouverture de capacités CCG en substitution du nucléaire déclassé.

**L'estimation de l'emploi peut se faire en deux étapes :**

- une estimation des emplois directs, basée sur des hypothèses simplifiées (notamment de ratios d'emploi par MW ou par € investi), permet d'évaluer les ordres de grandeur et les variables clés ;
- une utilisation du modèle Némésis du laboratoire Erasme (Ecole Centrale Paris) pour comprendre les effets induits sur l'emploi, c'est-à-dire les rétroactions macroéconomiques.

---

## ➤ Estimation de l'emploi direct et études de sensibilité

### *Méthodologie*

Pour simplifier les calculs, nous considérons seulement quelques technologies du mix électrique à 2030, que sont la filière thermique, la filière nucléaire, la filière éolienne et la filière solaire photovoltaïque, puisque le potentiel hydraulique est pratiquement exploité dans sa totalité en France et ne devrait évoluer qu'à la marge, et la biomasse a une place minimale dans le mix de production d'électricité (ce qui est loin d'être le cas pour les usages du chauffage ou des carburants, qui ne sont pas regardés dans cette partie).

Nous choisissons de distinguer les emplois liés à l'investissement de ceux liés à l'exploitation et à la maintenance. Ainsi les premiers découlent d'un ratio en emplois par M€ investis annuellement, les seconds d'un ratio en emplois par MW exploités.

Nous n'avons pas intégré ici les emplois liés aux investissements de carénage ou de démantèlement, qui sont non négligeables dans le premier cas, mais faibles dans le deuxième (voir Annexe Filière partie nucléaire).

Nous partons de l'hypothèse qu'il y a création d'emplois dans la fabrication, la construction et l'installation, si le rythme de construction dans une filière donnée augmente par rapport à l'année de référence qu'est 2010. A l'inverse, le ratio d'O&M s'applique à l'ensemble du parc, c'est-à-dire que quand le parc augmente, les emplois dans l'exploitation et la maintenance augmentent proportionnellement.

A 2030, le contenu en emplois des filières reste le même qu'en 2010.

### *Le contenu en emplois des filières*

Un changement de mix énergétique conduit nécessairement à créer de nouveaux emplois dans la filière énergétique privilégiée tout en en "détruisant" dans d'autres. Ainsi dans les modélisations, l'intensité en emplois des filières énergétiques (c'est-à-dire l'emploi par € investi ou par MW) détermine la création (ou la destruction) d'emplois nets. Celle-ci dépend du périmètre retenu pour les définitions de l'emploi direct et de l'emploi indirect. Variable plus structurelle, cette intensité est également déterminée par la dépendance aux importations du marché national, de la constitution de filières ou encore de sa capacité d'exportation.

Ce qui ressort des différentes études, c'est que le « contenu en emplois » des énergies renouvelables en Europe est considéré comme plus important que celui des technologies de production plus conventionnelles (par MW installé, par énergie produite et par dollar investi)<sup>1</sup>. En effet, la grande valeur ajoutée de la filière charbon, gaz, et encore plus pétrole, se trouve dans l'exploration et la production, pour lesquelles l'emploi est principalement créé dans les pays producteurs d'hydrocarbures. L'Europe étant importatrice nette d'énergies fossiles, la filière de la production d'électricité à partir de centrales thermiques est peu intensive en emplois.

En France plus particulièrement, les secteurs traditionnels de l'énergie ont un faible contenu en emplois, contrairement au secteur du bâtiment, des transports en

---

(1) OCDE(2011), Draft Green Growth Strategy synthesis report, C(2011)29/REV1, mars.

commun et plus généralement des services. Les énergies renouvelables ont un contenu en emploi direct peu important, mais d'après le rapport du WWF<sup>1</sup>, le contenu en emploi serait bien supérieur à la moyenne si l'on prenait également en compte les emplois indirects. Le contenu en emplois des branches fossiles est très faible, car les énergies fossiles en France sont importées, et les emplois liés la production de ce pétrole sont créés à l'étranger, et ne sont donc pas comptabilisés sur le territoire français. Ainsi le contenu en emploi dépendra fortement de la politique industrielle nationale.

Souvent cité pour sa filière éolienne dynamique, notamment en termes d'emplois, le cas de l'Allemagne (ou encore du Danemark) n'est néanmoins pas transposable en France, où il n'existe que peu de fabricants de turbines (même si les fabricants de composants sont nombreux en France et sont considérés par la même comme des emplois indirects). Le ratio d'intensité en M€ investis en Allemagne est presque le double de celui de la France, preuve que l'Allemagne est bien plus compétitive sur certains segments et que la constitution d'une chaîne industrielle intégrée, de l'amont à l'aval, est davantage créatrice d'emplois.

**Tableau 2 : Comparaison France Allemagne des ratios d'emplois « directs » en 2009 dans l'éolien**

	France	Allemagne
Emplois directs dans la fabrication, la construction et l'installation par M€ investi	3,92	6,73
Emplois directs dans l'O&M par MW (cumulé)	0,20	0,18

Source : calcul CAS d'après les données de l'Ademe (France), [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE-Deutschlandkarte\\_Beschaefigung\\_Windenergie.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE-Deutschlandkarte_Beschaefigung_Windenergie.pdf) et Bundesverband WindEnergie (Allemagne).

La détermination des ratios pour chaque filière est ardue, puisque comme nous l'avons évoqué précédemment, aucune étude ne retient le même périmètre quant à l'emploi direct ou indirect, et aucune ne traite l'ensemble des filières. Les ratios retenus pour cette estimation sont issus des chiffres de l'Ademe (pour l'éolien et le solaire)<sup>2</sup>, des estimations d'emplois données par le PWC (pour le nucléaire)<sup>3</sup>, et du PNUE (pour la filière thermique)<sup>4</sup>.

(1) Quirion P., Demailly D. (2008), - 30 % de CO<sub>2</sub> = + 684 000 emplois, l'équation gagnante pour la France, WWF.

(2) En France, la capacité éolienne exploitée s'élève à 4 574 MW en 2009 (données EWEA) pour des emplois évalués à 915 (données Ademe). La capacité solaire installée est de 410 MWe en 2009 pour des emplois évalués à 148 (données Ademe). Le marché de la fabrication des équipements, de l'installation et de la construction s'élève à 2 210 M€ pour 8 671 emplois pour l'éolien et à 1 299 M€ pour 8 474 emplois pour le solaire photovoltaïque (données Ademe).

(3) PWC évalue les emplois dans l'exploitation, la maintenance, l'amont et l'aval à 90 000, pour une capacité exploitée de 72 GW. Le ratio obtenu conduit à estimer le nombre de personnes lié à l'exploitation d'une centrale annuellement à 2 000 sur un EPR (de capacité 1 650 MW), soit l'équivalent des emplois cités en partie 1.1. de cette Annexe (et issus de l'étude de PWC). En ce qui concerne la construction, PWC estime à 27 500 le nombre d'employés, travaillant sur 4 EPR dans le monde (données PWC), soit 19 600 G€, si l'on estime une centrale EPR à 4 900 M€ (données AIE).

(4) UNEP (2008), Green Jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world, septembre.



Tableau 3 : Hypothèses retenues

	Ratios construction, fabrication, installation	Ratios Exploitation et maintenance
<i>Source</i>	<i>multiples</i>	<i>multiples</i>
<i>Unités</i>	<i>emplois/M€</i>	<i>emplois/MW</i>
Fossile	0,35	1,2
Nucléaire	1,41	1,25
Eolien	3,92	0,2
PV	6,52	0,36

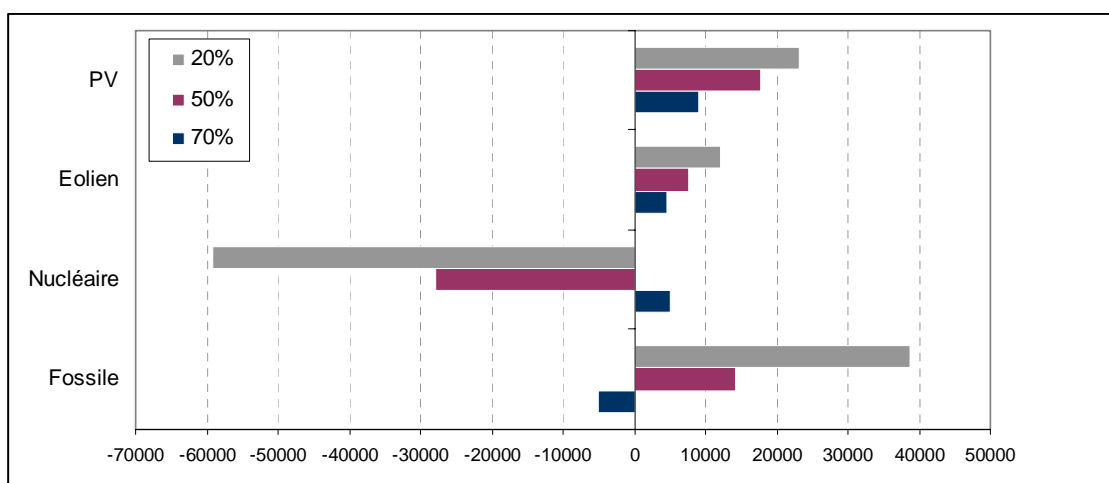
Source : Calcul CAS

#### Résultats obtenus pour 2030

Nous évaluons ici les créations et destructions d'emplois par filière énergétique **d'ici à 2030**. Un mix électrique composé à 70 % de nucléaire et complété par des énergies renouvelables, conformément au Paquet Energie Climat, créerait quelques 13 500 emplois par rapport à 2010, dans le secteur de la production électrique, notamment dans la construction, l'exploitation et la maintenance. Si le secteur thermique continuerait de régresser dans la production électrique, entraînant des pertes d'emplois, la construction de 2 EPR, et le développement d'énergies éolienne et solaire contrebalanceraient ces pertes. Les capacités éoliennes en 2030 seraient comparables à celles de l'Allemagne (27 GW en Allemagne actuellement contre 28 GW en 2032 en France). A 2030, l'on obtient 5355 emplois dans l'exploitation (à comparer avec les 4750 en Allemagne en 2009) et 8722 emplois dans la construction, fabrication et installation (contre 35 400 en Allemagne). Ce dernier chiffre est faible en comparaison de celui de l'Allemagne, mais rappelons que d'une part, la capacité de production (et d'export) n'est pas la même dans les deux pays (cf *supra*), et d'autre part, dans un scénario à 70 %, la France resterait sur une installation annuelle (et donc un investissement annuel) comparable à celui de l'année 2009, n'entraînant donc que peu d'emplois supplémentaires.

Au contraire, les scénarios 50 % et 20 % de nucléaire supposent des investissements annuels dans l'éolien et le solaire bien supérieurs à ceux de l'année 2009, ce qui suppose donc une croissance du secteur de la production, de la fabrication et de l'installation et donc davantage d'emplois. De plus, l'UFE envisage que le déploiement d'énergies renouvelables s'accompagne d'une construction massive de centrales thermiques (23 GW dans le scénario 70 %, 39 GW dans le scénario 50 % et 59 GW dans le scénario 20 %), créant des emplois dans ce secteur. Pour autant, cet effet positif se trouve grevé par les pertes d'emplois dans le nucléaire. Ainsi, les emplois nets directs créés seraient légèrement inférieurs à ceux du scénario 70 % dans le cas du scénario 50 % (+11 850 contre +13 500 par rapport à 2010) et légèrement supérieurs dans le cas du scénario 20 % (+14 713 contre +13 500 par rapport à 2010). Ainsi les chiffres d'emplois sont très proches, quel que soit le scénario envisagé.

**Graphique 3 : Variation de l'emploi direct à 2030 (cumulé) dans les filières électriques par rapport à la situation de 2010, hors effets macroéconomiques**



Source : Calcul CAS

Certains arguent qu'une industrialisation des filières renouvelables ferait nettement pencher la balance en faveur de ces énergies. En prenant un ratio d'emplois par € investi pour l'éolien équivalent à celui de l'Allemagne, il est clair qu'il y a davantage d'emplois dans chaque scénario car ces derniers envisagent plus d'éolien à 2030 qu'en 2010 (13 482 dans le « 70 % », 13 147 dans le « 50 % » et 17 817 dans le « 20 % »), mais aussi qu'une plus forte industrialisation de la filière éolienne accentue l'avantage d'un scénario 20 %, mais dans des limites assez faibles : + 32 % d'emplois créés par rapport au scénario 70 % (contre + 9 % avec un ratio plus faible).

#### ➤ D'autres effets sont à prendre en compte

Le modèle réalisé, certes simpliste, indique qu'un mix prolongeant le nucléaire mais couplé avec des énergies renouvelables créerait quelques 10 000 emplois, et qu'une sortie partielle du nucléaire aurait des effets faibles sur l'emploi (plutôt négatif dans le cas d'un 50 % et positif dans le cas d'un 20 % par rapport au scénario 70 %). Ces estimations ne tiennent compte que des emplois « directs » dans la production d'électricité. L'analyse ne doit cependant pas s'arrêter là.

Premièrement, comme plusieurs intervenants l'ont rappelé lors des auditions, suite aux événements de Fukushima, la France est aujourd'hui le fer de lance du nucléaire civil. Une sortie, même partielle, du nucléaire n'aurait pas que des effets liés à une baisse de l'investissement en France, elle aurait des impacts au-delà des frontières françaises, et pourrait se traduire par un ralentissement d'autres programmes nucléaires dans le monde. Ainsi, l'industrie française, de l'amont à l'aval, pourrait être impactée. Dans le cas le plus extrême, on pourrait alors arriver à des pertes d'emplois, correspondant à celles évoquées par Areva, soit l'ensemble des emplois directs et indirects de la filière, tels qu'identifiés par PwC (125 000 emplois directs et 115 000 indirects, soient 240 000 emplois).

Deuxièmement, la balance commerciale se trouverait détériorée par une diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique, car aujourd'hui le nucléaire est la seule filière qui contribue positivement à la balance commerciale. Davantage de centrales

---

thermiques signifie davantage d'importations de combustibles fossiles, ce qui va à l'encontre de la politique de sécurité énergétique engagée depuis quelques années. D'autant que la hausse attendue des prix des énergies fossiles n'est pas le seul problème qui se poserait. La volatilité des cours l'est tout autant. La contribution des industries développant des technologies renouvelables à la balance commerciale dépendra de la constitution d'une filière exportatrice, ou a minima de la capacité des filières françaises à répondre aux besoins nationaux. Si rien n'est perdu pour l'industrialisation française, car beaucoup de technologies n'en sont encore qu'au stade de la recherche, un *statu quo* pèserait également très lourdement sur la balance commerciale en cas de fort développement des énergies renouvelables au détriment du nucléaire.

Troisièmement, il faut également considérer l'effet induit, c'est-à-dire l'impact du prix de l'électricité sur les ménages et les entreprises. Ainsi une hausse du prix de l'électricité diminuerait le pouvoir d'achat des ménages, entraînant *de facto* une baisse de l'activité dans d'autres secteurs et donc une diminution de l'emploi. De même cette hausse renchérirait les coûts de production pour les entreprises, qui perdraient alors en compétitivité. L'effet prix a également un effet négatif sur la demande : il diminue la demande énergétique, notamment électrique, ce qui a un impact sur les emplois dans la production électrique, et donc sur le nombre d'emplois, notamment dans l'exploitation et la maintenance.

➤ **D'après les résultats de Némésis, l'effet induit domine**

Le modèle Némésis prend en compte les rétroactions sur l'économie, ce qui nous permet d'évaluer l'importance des différents effets cités dans la partie précédente, et d'en déterminer les impacts en termes d'emplois induits. L'intérêt de cette étude n'est pas de montrer comment créer de l'emploi ou de la valeur ajoutée pour un mix donné (en ce sens, la Commission a manqué de temps pour réaliser des études de sensibilité), mais plutôt d'estimer les interactions macroéconomiques d'une modification du mix électrique.

*Hypothèses*

Les investissements sont ici « lissés » sur la durée de vie des installations, c'est-à-dire que le modèle Némésis ne tient pas compte des différentes phases (investissements et rentabilisation) mais a, au contraire, « moyenné » ces phases. Ainsi ce modèle présente les effets de long terme mais pas les effets de court terme. Nous avons donc fait le choix de ne présenter ici que les résultats à 2030, les résultats plus complets pouvant être trouvés dans la contribution de l'équipe Erasme.

Les hypothèses de prix et de coûts retenues sont issues des données de l'UFE et présentées ci-dessous.

Tableau 3 : Hypothèses sur le prix des matières premières

	2010	2015	2020	2025	2030	
Pétrole	78	92	108	127	150	USD/Baril
Gaz	17	20	24	29	34	€/MWh
Charbon	97	98	98	99	100	\$/Tonne
Uranium	44	49	55	62	70	\$/Livre
CO <sub>2</sub>	13	18	25	36	50	€/Tonne

Tableau 4 : Hypothèses sur le coût *complet* moyen des moyens de production en €/MWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Nucléaire (prolongement)	42	44	46	48	50
Nucléaire (EPR)	51	54	58	61	65
Charbon	57	62	68	77	89
CCG	60	66	73	81	92
Pétrole	72	86	104	126	153
Eolien terrestre	69	69	69	69	69
Eolien en mer	110	110	110	110	110
Solaire PV	220	220	220	200	180
Biomasse	171	171	171	171	171

Le modèle Némésis ventile l'investissement par secteur d'activité (construction, industries des biens d'équipements etc). Le contenu en importation pour l'industrie des biens d'équipement dans le secteur électrique est le contenu historique (agrégé pour l'ensemble des équipements de l'énergie). Cette hypothèse est forte, puisqu'elle suppose que quel que soit le mix électrique considéré à 2030, la part de l'importation des biens d'équipement de l'électricité est la même qu'aujourd'hui.

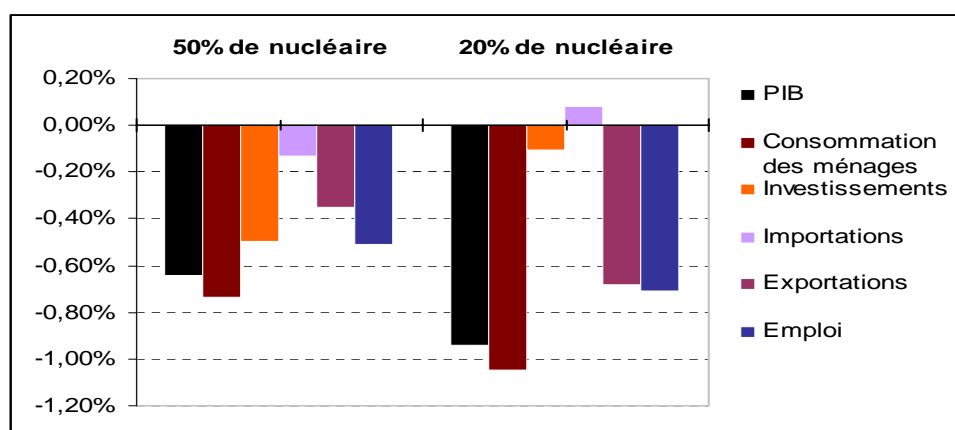
### Résultats

D'après les résultats de l'UFE, confirmés par le modèle Némésis, une sortie partielle du nucléaire entraînerait une hausse des prix par rapport au scénario 70 %, de l'ordre de 10 % à 20 % pour les consommateurs (scénario 50 % de nucléaire et scénario 20 % de nucléaire) et de l'ordre de 13 % à 28 % pour les entreprises.

Les conséquences macroéconomiques (voir graphiques ci-dessous) de ces scénarios peuvent être analysées en deux temps. Tout d'abord une phase keynésienne durant laquelle les effets de relance de l'investissement l'emportent. Ainsi, le PIB s'accroît sous l'impulsion de la demande d'investissement. Cette première phase s'achève autour de 2020 dans les deux scénarios. En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie, qu'elles répercutent ensuite sur les prix de vente (maintien des marges). Avec une perte de compétitivité sur le marché national comme international, ces entreprises perdent en volumes vendus, et la balance commerciale se trouve également détériorée. Par ailleurs, la hausse du prix de l'électricité pénalise les

ménages en réduisant leur pouvoir d'achat et donc la consommation finale ce qui entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire.

**Graphique 4 : Variations des agrégats macroéconomiques à 2030 par rapport au scénario 70 % de nucléaire**



Source : NEMESIS

Hyp : « 70 % de nucléaire » : 46 TWh fossile, 462 TWh nucléaire, 60 TWh éolien, 11 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 16 TWh de autres EnR ; « 50 % de nucléaire » : 100 TWh fossile, 284 TWh nucléaire, 77 TWh éolien, 17 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 21 TWh de autres EnR ; « 20 % de nucléaire » : 219 TWh fossile, 110 TWh nucléaire, 100 TWh éolien, 20 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 26 TWh de autres EnR. Les prix HT de l'électricité (voir Figure 3) pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10% et 13% respectivement dans le scénario 50 % par rapport au scénario S70, tandis qu'ils augmentent de 20% et 28% dans le scénario 20 %.

Dans les deux scénarios, on constate qu'en 2030, les effets sur l'emploi sont très fortement négatifs : -140 000 emplois dans le scénario 50 % et -200 000 emplois dans le scénario 20 %. Ce que montre l'analyse sous-jacente, c'est que le prix de l'électricité est déterminant. En effet, une variante, dans laquelle les hypothèses du scénario 20 % sont maintenues, mais dans laquelle le prix de l'électricité est le même que dans un scénario 70 %, montre que l'effet est positif sur le PIB (+0.2% en 2030) et sur l'emploi (+30 000). Ceci accentue l'idée que les coûts futurs des technologies et le prix des énergies sont évidemment cruciaux.

L'Ademe a également fourni des estimations des emplois pour les mêmes scénarios définis précédemment. Les coûts retenus pour les technologies sont différents de ceux de Némésis : en ce sens, les résultats ne sont pas directement comparables. Pour autant, le modèle ThreeMe avec le jeu d'hypothèse retenu indique qu'une réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique aurait des effets négatifs sur l'emploi à 2030 : - 33 000 dans le cas du scénario 50 % et - 85 000 emplois dans le cas du scénario 20 %. Ceci s'expliquerait par une perte de pouvoir d'achat des ménages, couplée à une forte dégradation de la balance commerciale.

Ce que montrent les modèles macro-économiques regardés dans le cadre de la Commission, ce sont que les chiffres d'emplois induits sont d'un ordre de grandeur bien supérieur aux simples emplois directs (d'une dizaine de milliers d'emplois) : **l'effet induit sur l'emploi est bien plus important que l'effet direct.**

## 4. Accompagner les transitions

Les chiffres d'emplois nets créés dans la branche de production électrique sont faibles. Néanmoins, regardés de manière désagrégée, ce sont quelques dizaines de milliers d'emplois qui sont concernés dans chaque filière. Les emplois détruits dans la branche nucléaire en cas de sortie partielle du nucléaire sont estimés entre 30 000 et 60000. S'ils sont compensés par la création d'emplois dans d'autres branches, la modélisation suppose une hypothèse forte qui est que les emplois sont substituables, ce qui n'est évidemment pas le cas, même au sein de la filière énergétique.

Le déclin de certaines activités, comme la filière thermique, pourrait s'accélérer. Sans un accompagnement relatif à la mobilité sectorielle des salariés, notamment par des formations adaptées, le déploiement d'un mix décarboné pourrait fort bien s'accompagner d'un chômage de transition<sup>1</sup>.

Plus généralement, la rigidité du marché du travail (mobilités professionnelles géographiques et sectorielles, mais aussi ajustement des salaires), qui caractérise le marché européen, aurait des conséquences non négligeables sur l'emploi, ce qui conduit à mener des réflexions à la fois sur le rythme de construction de nouvelles infrastructures, le rythme de déclassement d'autres, et sur les politiques d'accompagnement qui permettraient au marché de l'emploi de s'adapter.

### **Rigidité du marché et politiques climatiques**

L'OCDE, en utilisant un modèle d'équilibre général appelé ENV-linkages, a évalué les impacts macroéconomiques d'un scénario dans lequel les pays de l'OCDE réduisent leurs émissions (au total) de 50 % en 2050 par rapport au niveau de 1990 et mettent en place progressivement un marché de permis, alors que les pays non-OCDE réduisent leurs émissions de 25 % par rapport à un scénario BAU. Le coût supporté par l'Europe dans ce cas de figure (et par conséquent les destructions d'emplois) est peu important, mais tend à augmenter avec la rigidité du marché du travail.

Néanmoins, si l'on considère une certaine rigidité du marché du travail, cette étude montre que certains modes de recyclage favorisent la création d'emplois : diminuer les taxes sur les salaires entraîne une création d'emplois, alors qu'une redistribution uniforme aux ménages la pénalise.

*Source: OCDE (2011), Environmental Outlook to 2050 : Draft Climate Change Chapter, ENV/EPOC(2011)5/REV2, septembre.*

---

(1) CES et al. (2008) Climate Change and employment. Impact on employment in the European Union-25 of climate change and CO<sub>2</sub> emission reduction measures by 2030, [www.syndex.fr/pdf/SXClimatchange.pdf](http://www.syndex.fr/pdf/SXClimatchange.pdf).



## Annexe 7

# Acceptabilité

### 1. Synthèse

L'accident de Fukushima a rappelé que le risque zéro n'existait pas et qu'un accident nucléaire était toujours possible. Deux points caractérisent actuellement l'opinion publique française vis-à-vis du nucléaire : une hésitation certaine (37 %) et, parmi ceux qui s'expriment, une part plus importante en faveur du recours au nucléaire (32 % contre 20 %) : les Français ont en effet du mal à savoir quelle technologie pourrait aujourd'hui remplacer l'énergie nucléaire, tant sous l'aspect économique qu'écologique. Au contraire, l'évènement de Fukushima a précipité la sortie du nucléaire de l'Allemagne après une longue histoire d'opposition. Cette décision entérine une volonté consensuelle et concertée entre populations, partis politiques et industriels de signer la fin du nucléaire et le début d'un « tournant énergétique ».

Nulle énergie n'est idéale : la technologie du nucléaire civile n'est donc pas la seule à être critiquée. **Les technologies nouvelles et donc peu éprouvées voient leur développement freiné par le principe de précaution.** Ainsi, les gaz de schistes, dont les avaries aux États-Unis ont été largement médiatisées, ont fait l'objet de manifestations importantes, obligeant le gouvernement français à abroger les permis d'exploration. Le stockage du carbone (technologie CCS) pourrait connaître le même sort en France qu'Allemagne, puisque là encore, le gouvernement est revenu sur sa décision de légiférer l'exploitation du stockage du carbone à cause de fortes résistances au sein de la population et des Länder.

**Les énergies renouvelables ne sont pas exemptes de critiques.** L'éolien terrestre pose des problèmes de nuisances visuelles et sonores. De fait, les objectifs retenus dans le cadre du paquet Energie Climat porteraient à 2020 le nombre d'aérogénérateurs à un chiffre compris de l'ordre de 8 000, une estimation à comparer avec les 3500 éoliennes présentes aujourd'hui sur le sol français. Dans le cas d'une sortie partielle ou totale du nucléaire et d'un remplacement par des énergies renouvelables, ce sont près de 20 000 à 30 000 unités qui devront être construites sur terre à l'horizon 2030 et entre 5 000 et 9 000 unités en mer, selon les scénarios

étudiés (avec un hypothèse d'une puissance d'un aérogénérateur de 3 MW pour une éolienne terrestre et 8 MW pour une éolienne en mer).

**D'après les sondages, les Français sont favorables aux énergies renouvelables, notamment à l'éolien et au solaire.** Néanmoins, ce que les sondages ne présentent que partiellement, ce sont quelles seraient la part de la population favorables aux énergies renouvelables si les prix des énergies venaient à monter suite à leur développement. En effet, **leur future acceptation par la population pourrait dépendre des répercussions qu'aurait le déploiement d'énergies renouvelables sur le prix au consommateur.**

**Bien plus que l'intérêt général et la lutte contre le changement climatique, ce sont les considérations économiques qui apparaissent comme la première priorité des Français.** Le coût relatif des technologies est donc une donnée d'entrée essentielle dans la décision d'investissement dans une énergie plutôt qu'une autre pour un ménage, tout comme l'acceptation des énergies renouvelables. Tout dépendra des coûts des technologies, mais également de qui supportera le coût. Pour beaucoup de Français, celles-ci devraient être à la charge de l'Etat, une situation peu réaliste au vu de la conjoncture économique actuelle.

Si les Français s'attendent dans les années à venir à une augmentation des coûts, celle-ci ne sera acceptée que dans une certaine limite. Ainsi, **de moins en moins de Français sont prêts à payer substantiellement plus cher leur électricité** : le dernier baromètre de l'ADEME (réalisé par BVA) indique que seuls 2 % des Français seraient prêts à payer leur électricité 20 % plus chère qu'aujourd'hui (contre 7 % dans le baromètre précédent). Pourtant d'après les estimations de l'UFE, le prix de l'électricité augmenterait au moins de 33 % à 2030, si ce n'est de près de 70 % dans un mix énergétique s'affranchissant du nucléaire.

Si comme le soulignent nombre d'énergéticiens, un renchérissement des prix est nécessaire pour favoriser les investissements dans le secteur énergétique comme pour inciter les consommateurs à changer leurs habitudes de consommation, il n'en reste pas moins que cela pourrait affecter durement certains ménages. En effet, la précarité énergétique est une réalité qui touche plus de 3 millions de ménages (3,8 millions dans le cas d'une précarité monétaire, soit les ménages affectant plus de 10 % de leur revenu disponible au chauffage de leur logement, et 3,5 millions si l'on choisit la définition d'une précarité liée aux conditions de vie, mesurée par le nombre de ménages ayant souffert du froid pendant plus de 24 heures). Quelques 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu à chauffer leur logement. Ce sont bien souvent des ménages disposant des revenus les plus bas, mais aussi habitant dans des logements très mal isolés. Sans compter que pour beaucoup ils sont inactifs, chômeurs ou encore en situation monoparentale. Ainsi la précarité énergétique se double de problèmes socio-économiques considérables. En cas de hausse de l'énergie, redistribuer de l'argent à ces populations les plus défavorisées (comme envisagé dans le cas du « chèque vert ») ne serait pas suffisant. Cet argent ne serait très certainement pas utilisé pour rénover le logement. Ainsi, à l'instar de la Grande-Bretagne, **les acteurs de l'énergie pourraient participer aux travaux d'isolation de manière obligatoire, afin de résoudre structurellement le problème de précarité énergétique.**

L'acceptation des choix énergétiques de la France passe nécessairement par une meilleure information des enjeux et des interactions entre énergies. Le Français est



---

bien souvent peu conscient du niveau du prix de l'électricité en France, en moyenne plus bas que celui des autres pays européens. Il est également peu informé sur les coûts, les impacts et les enjeux de filières des différentes technologies. Si la concertation est un point important dans l'acceptation des technologies, des incitations économiques ainsi que des structures de financement plus participatives pourraient permettre de redéfinir le lien entre la population et les technologies, en passant d'une notion d'acceptabilité à celle d'appropriation. L'organisation d'un débat public sur la future politique énergétique serait certainement complexe, mais pourrait présenter l'avantage d'informer mais aussi de faire participer. Toute la difficulté réside dans la manière de vulgariser un sujet très technique et complexe. D'autant que ce débat devrait dépasser le simple périmètre du choix technologique pour aller sur le terrain des coûts, de la politique industrielle, de l'emploi, voire de la fiscalité.

## 2. Introduction

Derrière l'électricité ou tout autre besoin énergétique se cache un système énergétique complexe, composé d'un ensemble de technologies, sans oublier les réseaux de transport et de distribution attenants. La construction de ces infrastructures fait bien souvent débat, que ce soit en France comme chez nos voisins européens. On pense évidemment à l'Allemagne et à l'opposition de la population au nucléaire, qui a conduit le gouvernement à accélérer sa sortie. La France n'est pas exemptée de discussions sur ces sujets même si celles-ci ont pris une tout autre tournure depuis l'accident de Fukushima. En effet, la bataille contre les infrastructures énergétiques s'est longtemps concentrée au niveau local, sur les lignes électriques, les projets éoliens etc. dans les procédures de concertation. L'accident de Fukushima a néanmoins remis sur la table la question de la politique énergétique française dans son ensemble. Se pose alors la question du choix technologique. L'accident de Fukushima ravive les inquiétudes quant au risque nucléaire, la découverte des gaz de schistes en France soulève la question du principe de précaution, et les énergies renouvelables se trouvent elles aussi critiquées. Il est vrai qu'aucune technologie ne rassemble un risque zéro, des émissions nulles, et un coût comparable au prix actuel de l'électricité.

## 3. Les freins à l'acceptabilité des infrastructures énergétiques

### 3.1. Une attitude très différente de l'opinion publique à l'égard du nucléaire dans les différents pays européens

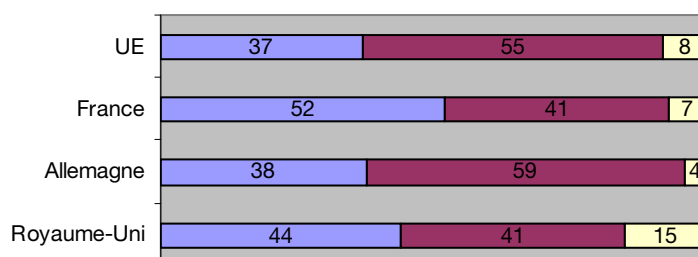
#### *En France : Une tendance pro-nucléaire historique qui dénote en Europe*

La France se démarque historiquement (avec le Royaume-Uni) au sein de l'Union européenne en matière d'adhésion à l'énergie nucléaire. Déjà en 2005, contrairement à la plupart des autres pays européens, la France est le pays européen où l'on compte le plus d'opinions favorables vis-à-vis de l'énergie nucléaire (avec 52 % des voix). Cette situation tient notamment à la politique énergétique pro-nucléaire développée par la France depuis l'après-guerre<sup>1</sup>.

---

(1) Commission européenne, « Les déchets radioactifs », Eurobaromètre spécial 227, 2005.

Figure 1 : Adhésion à l'énergie nucléaire en 2005 (%)



Source : Eurobaromètre 227

Les opinions favorables se sont d'ailleurs multipliées durant la dernière décennie. En 2006, près d'un Français sur deux souhaite une réduction de l'utilisation du nucléaire dans la production d'énergie nationale. En 2009, ils n'étaient plus que 37 %. L'acceptabilité du nucléaire dans la population française a sans doute bénéficié durant cette période de l'absence de polémique autour de la filière et de la montée en puissance de la problématique du changement climatique. L'énergie nucléaire apparaissait de plus en plus comme une solution efficace afin de produire de l'énergie décarbonnée.<sup>1</sup>

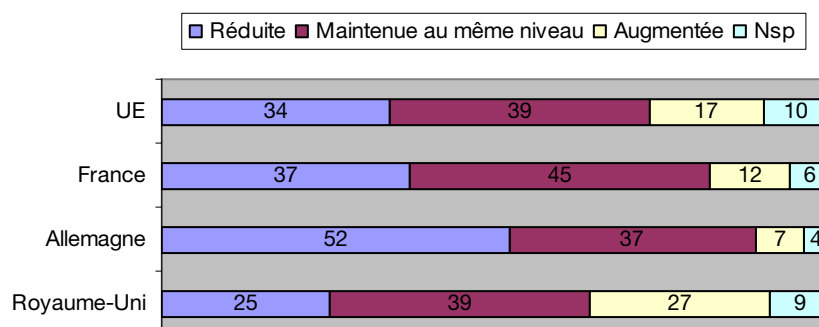
#### ***En Allemagne : Une réticence ancienne face à l'énergie nucléaire ancrée dans le débat public***

Contrairement à la France, l'Allemagne a toujours été l'un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, même avec une expérience au préalable de cette technologie. Si l'on peut observer généralement que l'opinion publique a tendance à être plus positive dans les pays possédant déjà des centrales nucléaires, l'Allemagne s'illustre ainsi comme une exception<sup>2</sup>.

(1) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.

(2) Commission européenne, « Les Européens et la sûreté nucléaire », Eurobaromètre spécial 324, mars 2010.

**Figure 2 : Les souhaits concernant l'évolution de la proportion du nucléaire en 2009 (en %)**



Source : Eurobaromètre 324

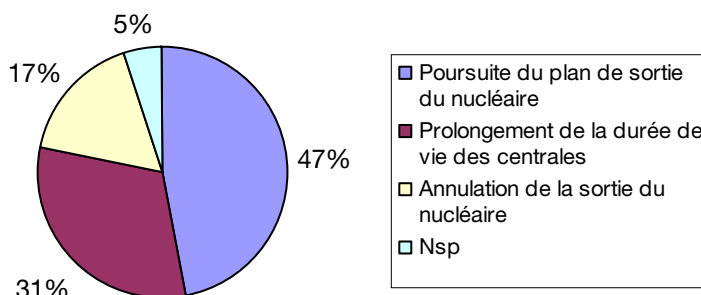
A l'aide des enquêtes de l'Eurobaromètre, on constate qu'entre 2006<sup>1</sup> et 2009, la part de la population allemande souhaitant que la proportion de l'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique soit maintenue était déjà en régression. Cette évolution négative était visible uniquement en Allemagne (et en Hongrie), le reste des pays européens observant une évolution positive des chiffres.

Ce positionnement original et précoce de l'opinion publique allemande sur le continent quant au nucléaire civil s'explique essentiellement par le paysage politique de l'époque et son implication sur le sujet<sup>2</sup>. Le débat sur le changement du mix énergétique existait au niveau national, bien avant Fukushima, contrairement aux autres pays européens. L'Allemagne a fortement évolué à la suite de l'accident de Tchernobyl. Dès 2000, le Parti social-démocrate allemand (SPD) et les Grünen ont développé l'idée d'un abandon complet du nucléaire civil. Trouvant un accord avec les grands énergéticiens, la loi sur l'atome, en vigueur depuis 2002, prévoyait un abandon progressif du nucléaire. L'Union chrétienne-démocrate (CDU), arrivée au pouvoir en 2005, avait dans un premier temps soutenu ce projet. Progressivement, l'idée d'un retour partiel du nucléaire fait son chemin, jusqu'à aboutir en septembre 2010 à un amendement de la loi sur l'atome. Considérant que les énergies renouvelables, venant en remplacement des tranches nucléaires, seront encore trop coûteuse si l'abandon du nucléaire était tel que fixé par la loi de 2002, l'exploitation de 16 centrales est prolongée. Compte tenu du consensus existant en Allemagne, cet amendement ne remet pas en cause la sortie du nucléaire mais la repousse, pour des raisons principalement économiques. D'ailleurs, en 2007, seuls 17 % des sondés étaient pour une annulation de la sortie du nucléaire civil.

(1) Commission européenne, « Sécurité nucléaire », Eurobaromètre Spécial 271, octobre et novembre 2006.

(2) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.

**Figure 3 : Souhait des Allemands par rapport au plan national de sortie du nucléaire en 2007**



Source : Forsa 2007

### 3.2. Fukushima : Quelles conséquences sur l'opinion publique ?

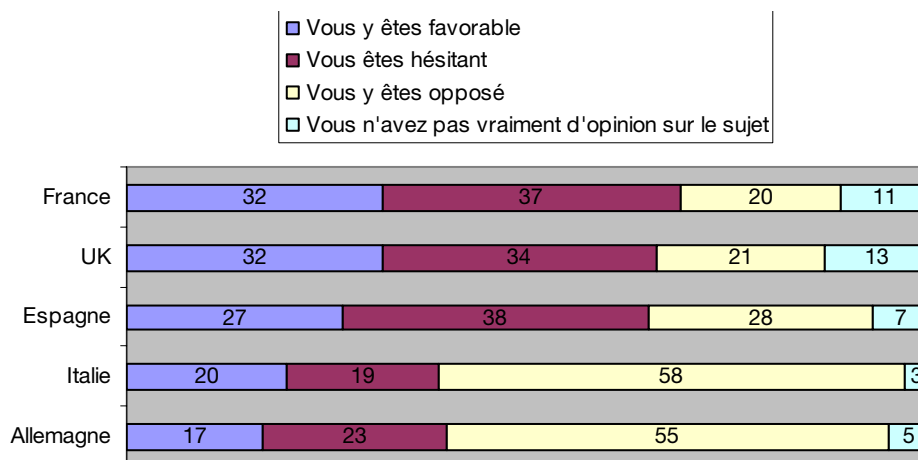
L'accident de Fukushima a remis sur la table l'avenir du nucléaire dans le mix énergétique. Dans tous les pays, le risque nucléaire est apparu comme un risque réel, ce qui a nui à l'opinion favorable à l'énergie nucléaire. Néanmoins, peu de gouvernements ont remis en cause leur programme nucléaire, quand il existait. Seuls l'Allemagne, l'Italie et la Belgique prévoient une sortie totale du nucléaire.

En France, l'énergie nucléaire reste considérée aujourd'hui comme nécessaire car sans alternative viable.

Post-Fukushima, on constate que les partisans du nucléaire sont toujours plus nombreux que leurs opposants en France (32 % contre 20 %), sans pour autant atteindre une majorité absolue ou même relative. Près d'un sondé sur deux déclare ne pas avoir d'opinion arrêtée sur la question (37 % sont hésitants et 11 % n'ont pas vraiment d'opinion sur le sujet), les seuls indécis étant d'ailleurs plus nombreux que les partisans<sup>1</sup>. L'Allemagne, quant à elle, compte beaucoup moins d'indécis et est aujourd'hui à 55 % catégoriquement opposée au recours à l'énergie nucléaire. Seulement 17 % des sondés allemands affirment y être favorables.

(1) Enquête Ifop/Le Monde réalisée du 21 au 27 juin 2011 auprès d'échantillons représentatifs des populations française (1006 personnes), allemande (603), espagnole (600), italienne (605) et britannique (604) âgées de 18 ans et plus (méthode des quotas).

**Figure 4 : L'opinion sur le recours à l'énergie nucléaire en juin 2011 (en %)**



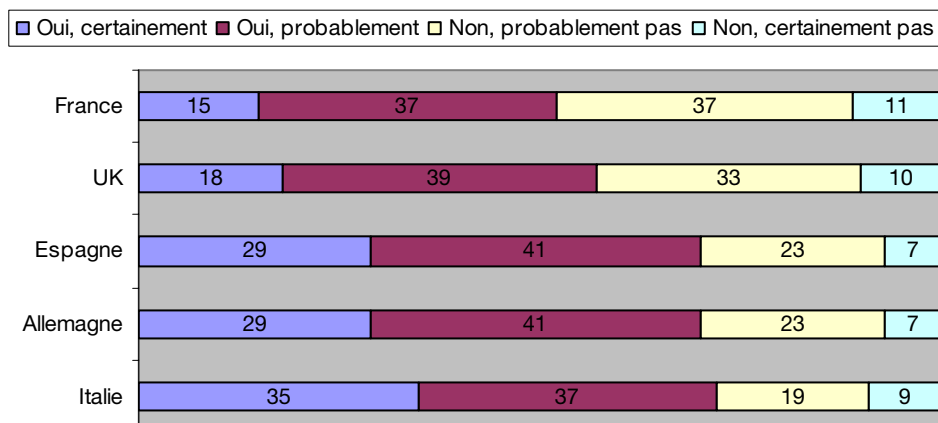
Source : Enquête Ifop/Le Monde, juin 2011

On constate donc qu'en Allemagne, la catastrophe de Fukushima n'a pas eu un impact important sur l'opinion publique en matière de choix énergétique, celle-ci étant déjà acquise à la décision gouvernementale d'un abandon du nucléaire. L'accident nucléaire du 11 mars 2011 n'a fait que renforcer ce souhait et accélérer les échéances du changement prévu.

Au contraire, la catastrophe de Fukushima semble avoir eu un impact non négligeable sur l'opinion publique française, remettant partiellement en cause le soutien historique de l'opinion publique française en sa faveur et donnant une dimension inédite au débat sur l'énergie nucléaire. Néanmoins, il faut remarquer la part importante d'indécis parmi la population française qui peut provenir de nombreux facteurs. Une explication très probable résulte de l'absence d'alternative crédible aux yeux des Français en matière de production d'électricité, qui permettrait de remplacer l'énergie nucléaire tout en garantissant des rendements suffisants et une sécurité relative de l'approvisionnement. Ainsi, on constate que les Français restent relativement dubitatifs quant à la capacité des énergies renouvelables à garantir l'autosuffisance énergétique de leur pays. Seuls 15 % des sondés sont convaincus de la possibilité d'une autosuffisance énergétique grâce aux énergies renouvelables en France. Près d'un Français sur deux (48 %) rejette cette idée<sup>1</sup>.

(1) Id.

**Figure 5 : Le jugement sur la possibilité de l'autosuffisance énergétique grâce aux énergies renouvelables en juin 2011 (en %)**



Source : Enquête Ifop/Le Monde, juin 2011

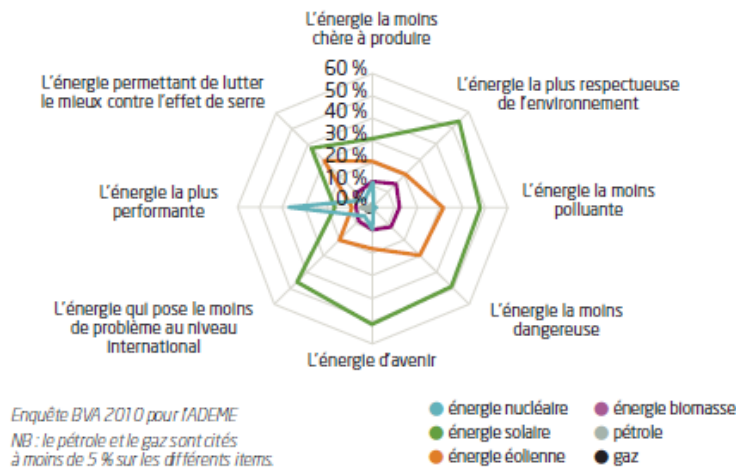
Bien que les Français conçoivent clairement les nombreux avantages de l'utilisation des énergies renouvelables, notamment d'un point de vue environnemental (respectueuses de l'environnement, peu polluantes, peu dangereuses, permettant de lutter contre l'effet de serre), l'énergie nucléaire reste selon eux l'énergie de loin la plus performante<sup>1</sup>. Une sortie complète du nucléaire ne semble donc pas réaliste à l'heure actuelle pour une grande majorité de Français, les EnR étant encore loin d'être suffisamment compétitives pour remplacer l'atome. Cette position est sans doute également renforcée par la grande dépendance énergétique de la France à l'atome (à la différence de l'Allemagne où le nucléaire représente moins d'un quart de la production d'électricité). On peut également évoquer la participation de l'industrie nucléaire au rayonnement économique international du pays. Une sortie française du nucléaire signifierait en un sens le renoncement à l'un de ses fleurons industriels et technologiques. »<sup>2</sup> Enfin, la crise économique vient encore accentuer cet état de fait, les Français semblant aujourd'hui plus préoccupés par la gestion de leurs dépenses que par les questions environnementales (voir infra).

(1) C. Derkenne, I. Sannié, « Opinions et pratiques environnementales des Français en période de crise », Stratégies et études, Ademe&Vous, n°28, 30 mars 2011.

(2) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.

Figure 6 : Sondage

**Parmi les énergies que je vais vous citer,**  
quelle est celle qui correspond le mieux à chacune des qualités suivantes ?



Source : BVA 2010 pour l'ADEME

### 3.3. Un avis favorable pour les énergies renouvelables et un syndrome "Not in my backyard" partiellement évité

Les énergies renouvelables détiennent globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire. Selon le baromètre annuel de l'ADEME sur les Français et les énergies renouvelables, 96 % des Français se déclarent favorables au développement des énergies renouvelables en 2011, chiffre qui reste stable depuis plusieurs années<sup>1</sup>. Les énergies solaires et éoliennes demeurent aujourd'hui les énergies renouvelables les plus plébiscitées par les Français. Quand on leur demande quelle énergie renouvelable la France devrait développer en priorité, les Français sont 59 % à citer en priorité l'énergie solaire (68 % en 2009) et 50 % l'éolien (43 % en 2009). Suivent l'hydraulique (21 %) et la géothermie (21 %).

Les Français sont 81 % à percevoir les avantages environnementaux des énergies nouvelles, notamment en termes de lutte contre la pollution, de protection de l'environnement et de la santé. Cependant, la perception des avantages économiques a baissé : 46 % des Français les déclarent tangibles, contre 52 % en 2010.

Néanmoins, l'opinion des Français en faveur des EnR reste moins tranchée que peuvent l'être celle de certains de ses voisins comme l'Allemagne par exemple. Au cours de la décennie précédente, la proportion de personnes qui se déclarent « tout à fait favorables au développement des énergies renouvelables » passe d'environ deux tiers en 2008 à 51 % en 2010. Ceci peut s'expliquer par le début de la crise économique et l'absence de catastrophes environnementales majeures en France. Une légère hausse intervient en 2011, sans doute à cause des catastrophes de la plateforme BP, et de la centrale de Fukushima qui ont eu lieu pendant l'année. Enfin, il ne faut pas oublier que les Français se montrent réservés concernant la possibilité de produire d'ici 20 ans la quasi-totalité de l'énergie grâce aux énergies renouvelables.

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

Seuls 45 % estiment que c'est possible. Selon les Français, les EnR pêchent quant à leur niveau de performance, comparé à l'énergie nucléaire.

**Tableau 1 : Vous personnellement, êtes-vous tout à fait, plutôt, plutôt pas ou pas du tout favorable au développement des énergies renouvelables en France ?**

	Plutôt favorable	Tout à fait favorable	Total
<b>2011</b>	41 %	55 %	96 %
<b>2010</b>	46 %	51 %	97 %
<b>2009</b>	33 %	64 %	97 %
<b>2008</b>	30 %	67 %	97 %
<b>2005</b>	34 %	65 %	99 %
<b>2004</b>	41 %	57 %	98 %

Source : Enquêtes BVA pour l'ADEME

L'acceptation des énergies renouvelables reste positive quelle que soit la proximité du domicile. Néanmoins, elle baisse de manière flagrante à mesure que l'on s'approche de celui-ci. Ainsi, 75 % des sondés seraient favorables à l'installation d'éoliennes dans leur région et 60 % à moins d'1 km de chez eux. On ne peut donc pas parler de véritable syndrome NIMBY mais certaines réserves quant à l'installation d'EnR dans le voisinage des individus persistent. Le bruit (61 % considèrent ce facteur comme un frein majeur) et l'intégration paysagère (56 %) restent les principaux inconvénients induits par l'éolien, même si ce dernier thème a reculé de 10 points par rapport à 2010. Les résistances au niveau local sont encore fortes, comme l'illustre la durée des procédures entre l'étude de préfaisabilité et la mise en service du champ éolien (entre 2 et 5 ans). Pour l'offshore, la compétition de l'usage du territoire maritime pourrait soulever quelques problèmes. Les impacts paysagers constituent également des contraintes au déploiement d'un mix énergétique résolument tourné vers les énergies renouvelables. Dans le cas d'un mix composé principalement de nucléaire (à 70 %), et d'énergies renouvelables, entre 20 GW (scénario Areva) et 44 GW (scénario UFE) d'éoliens terrestres et 16 GW d'éoliens en mer devraient être construites à 2030, ce qui représenterait entre 7 000 et 15 000 éoliennes sur terre, et environ 2000 éoliennes en mer<sup>1</sup>. Aujourd'hui, 3 550 unités terrestres sont réparties sur le territoire français, zéro en mer. Dans le cas d'un scénario de sortie partielle (20 % de nucléaire pour le scénario UFE) ou totale (Areva) du nucléaire, les capacités éoliennes seraient beaucoup plus élevées : entre 20 000 et 30 000 unités sur terre, et entre 5 000 et 9 000 unités en mer à 2030. L'acceptabilité d'un mix électrique davantage renouvelable repose sur un plan de développement du territoire réfléchi. Néanmoins multiplier par un facteur 10 le nombre d'unité éolienne est un défi difficile à relever, d'autant qu'au-delà des unités elles-mêmes qu'il faudra implanter de manière concertée, ces dernières nécessiteront la construction d'un réseau adapté, avec toute la difficulté qui existe aujourd'hui à construire des lignes électriques. Ce problème d'évolution du réseau électrique est également soulevé par le gouvernement allemand, qui a ainsi prévu de simplifier les procédures, pour le moment, en grande partie, dans les mains des Länder<sup>2</sup> : la durée de construction, aujourd'hui d'environ 10 ans, devrait être ramenée à 4 ans, grâce à une nouvelle loi conférant davantage de pouvoir à l'Etat fédéral.

(1) On prend ici comme hypothèse qu'un aérogénérateur fournit une puissance de 3 MW sur terre, et 8 MW en mer.

(2) Audition du Dr Mager devant la Commission le 6 décembre "The transformation of energy policy in Germany", BMWi



En 2011, 37 % des Français ont investi dans les EnR ou envisagent de le faire. Les chiffres sont en progression sensible par rapport à 2010 (+11 %). 28 % des Français déclarent posséder un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie, à savoir une installation permettant de se chauffer au bois pour 55 % d'entre eux (poêle à bois ou cheminée). C'est 11 % de plus qu'en 2010 ce qui tend à prouver l'efficacité des dispositifs incitatifs comme la mise en place de l'éco-prêt à taux zéro. En effet, ce dispositif qui permet à tous les particuliers de financer jusqu'à 30 000€ de travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique du logement, a sans doute permis d'observer une diminution des réserves liées au coût de l'installation, sachant qu'il était également cumulable avec le crédit d'impôt développement durable sous conditions de ressources jusque fin 2010.

Enfin, 13 % des Français déclarent envisager d'acquérir dans les 12 mois un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie. Les solutions envisagées tendent plutôt à se diversifier par rapport à 2010 : une installation solaire pour 55 % d'entre eux versus 71 % en 2010, géothermie (12 %), bois (12 %), éolien (6 %), autres/NSP (25 %).

#### **Les Allemands et les énergies renouvelables**

Selon les sondages réguliers effectués en Allemagne sur l'acceptabilité des EnR, la population adhère massivement à l'idée d'une augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand. Dans un sondage Forsa réalisé en avril 2011<sup>1</sup>, on constate une adhésion fortement majoritaire pour les mesures gouvernementales en faveur d'un développement des EnR (à 90 %) au détriment de celles promouvant un maintien des installations nucléaires (34 %) dans le pays.

Un second sondage de TNS Infratest publié en 2011 arrive à des conclusions semblables : 94 % des sondés déclarent comme « important », « très important » ou « extraordinairement important », une accélération du développement des énergies renouvelables dans leur pays<sup>2</sup>. On observe que cette adhésion est massive, quelque soit le Land étudié même si c'est dans les Länder du Sud de l'Allemagne que l'on constate la plus forte adhésion (jusqu'à 98 %). Cette forte majorité apparaît dans les résultats quelque soit l'appartenance politique, l'âge ou la catégorie sociale.

Cependant, si les Allemands sont, pour une très grande majorité, pour l'idée d'un renforcement de l'utilisation des EnR, les résultats montrent une réserve relative lorsqu'il s'agit d'accueillir de manière plus concrète dans leur environnement immédiat une installation technologique de ce type pour leur propre consommation. Même si les résultats restent globalement positifs, la différence mérite d'être soulignée, notamment pour les installations de production d'électricité à partir de biomasse, dont l'acceptation de façon majoritaire est clairement conditionnée par l'expérience préalable d'un tel dispositif dans son voisinage. L'acceptabilité semble meilleure pour les sondés ayant déjà expérimenté de telles installations près de chez eux.

Ainsi, certains Länder se présentent aujourd'hui comme précurseurs dans le développement des EnR avec un nombre sans cesse croissant d'installations EnR, en misant souvent sur une ou deux technologies particulières. Ainsi, les Länder disposant des plus grands parcs éoliens allemands, sont le Niedersachsen, le Brandenburg et le Sachsen-Anhalt. Ceux recensant la plus importante production d'électricité à base de biomasse sont la Bavière, Niedersachsen et Nordrhein-Westfalen. Le solaire domine logiquement dans les Länder du Sud, notamment en Bavière. Or, la cote de popularité des installations à base d'EnR en fonction des Länder ne présente pas d'écarts qui pourraient supposer un mécontentement global à posteriori vis-à-vis d'installations déjà existantes. Au contraire, systématiquement pour tout type d'EnR et dans chaque Land, l'expérience d'installations de ce type dans le voisinage des personnes interrogées joue en faveur de l'acceptabilité des EnR.

(1) Sondage réalisé par Forsa sur un panel de 1005 citoyens allemands de 18 ans et plus entre le 6 et le 7 avril 2011. Commandité par Germanwatch.

(2) Sondage TNS Infratest 2011, résultats pour juillet 2011

### 3.4. Le principe de précaution pour les nouvelles technologies

Certaines technologies, encore peu connues, soulèvent quelques réticences. Compte tenu des accidents aux États-Unis liés à la fracturation hydraulique, fortement médiatisés, les populations concernées par les permis d'exploration se sont fortement mobilisées. Ainsi, alors que le gouvernement français avait autorisé l'exploration de gisements de gaz de schiste, ces permis ont été ensuite abrogés par le Parlement.

L'Allemagne a connu le même problème pour la capture et le stockage du CO<sub>2</sub>, une technologie clé de l'*Energiewende* à 2050. Dans cette optique, le Bundestag a décidé en juillet 2011 une expérimentation massive de cette technologie d'ici 2017 sur le territoire allemand afin de promouvoir cette technologie, notamment dans le Nord et l'Est du pays où des zones géographiques propices ont été identifiées. Des expérimentations et cellules de recherches sont d'ailleurs déjà actives dans les Länder du Brandenburg et de Nordrhein-Westfalen<sup>1</sup>. Or, en septembre dernier, les Länder sont venus remettre en cause ce projet, celui-ci n'ayant pas reçu la majorité des voix au Bundesrat. Les opposants dénoncent un manque de sécurité de la technologie et des risques pour la santé humaine et l'environnement, par le biais de fuites incontrôlées. Les négociations sur le CCS sont aujourd'hui au point mort, le vote de la législation relative à l'expérimentation des sites de stockage étant reporté à une date ultérieure indéfinie.<sup>2</sup>

## 4. Le critère économique au cœur de l'acceptabilité

### 4.1. Pour les Français, les critères économiques passent avant les préoccupations environnementales

Les ménages s'intéressent plus que jamais à leurs dépenses énergétiques, qu'ils sont 46 % à trouver trop élevées : pour quatre Français interrogés sur cinq, la réduction de la part de l'énergie dans le budget est devenue une priorité, principalement pour faire face à l'augmentation du coût des énergies, et dans un second temps pour éviter le gaspillage énergétique.<sup>3</sup> Ainsi, les principales motivations des Français ayant déjà investi dans les EnR sont l'envie de faire des économies (46 %), avant l'envie de faire quelque chose pour la planète (33 %) ainsi que le confort et l'agrément (18 %)<sup>4</sup>. Les Français semblent favorables aux EnR sur le principe, mais à condition que cela n'ait pas un impact trop important sur leur porte-monnaie.

Autre indicateur, les inconvénients perçus par rapport aux EnR parmi les sondés sont principalement d'ordre économique. Perçu comme trop élevé, le coût demeure un frein majeur à l'installation d'équipements pour 46 % d'entre eux (notamment celui de l'installation et du retour sur investissement). Viennent ensuite les nuisances esthétiques et sonores (25 %).

---

(1) Andreas Mihm, « Bundestag stimmt für Speicherung », Frankfurter Allgemeine, 07.07.2011.

(2) Dépêche AFP, « Bundesrat stoppt unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherung », Frankfurter Allgemeine, 23.09.2011.

(3) Baromètre annuel de l'ADEME de 2011 sur les comportements des ménages français à l'égard des travaux de maîtrise de l'énergie dans leur logement pour 2010. Sondage réalisé par BVA.

(4) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Énergies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

En outre, les principaux événements susceptibles de favoriser le développement des EnR sont principalement d'ordre économique, à savoir notamment la baisse des prix des équipements (54 % et +4 % par rapport à 2009) et la hausse du prix de l'énergie (37 % et +7 % par rapport à 2009), une augmentation des soutiens financiers (crédits d'impôt, prêts avantageux) (34 % et +1 % par rapport à 2009). Les aspects environnementaux comme l'accélération du réchauffement climatique est en recul (31 % et -6 % par rapport à 2009).

Dès lors, si les Français considèrent que la possibilité d'investir dans le développement des EnR est une idée intéressante, ils ne sont pas forcément prêts à contribuer financièrement à ce développement de manière individuelle. La possibilité de produire de l'électricité à domicile pour la revendre est une initiative jugée intéressante (60 %) voire très intéressante (13 %) par les sondés, de même que la possibilité de participer financièrement à des projets locaux intégrant des ENR : une possibilité jugée intéressante (71 %) voire très intéressante (14 %) par la plupart des Français. Néanmoins, toujours selon l'ADEME, le pourcentage de personnes interrogées qui déclare accepter de participer financièrement au développement des EnR s'élève à moins de 33 % en 2011, alors qu'il était de plus de 40 % en 2010. Les sondés rejettent la responsabilité financière du développement des EnR sur l'Etat et sur les industriels (60 % des sondés citent l'Etat en premier, 30 % citent les industriels en premier).<sup>1</sup>

Il peut être intéressant de comparer les résultats en France avec ceux obtenus en Allemagne. Ainsi, selon un sondage Forsa réalisé en avril 2011<sup>2</sup>, lorsque l'on observe les raisons invoquées par la population allemande pour justifier son adhésion aux EnR, on constate que l'argument d'une baisse des coûts de l'énergie pour l'utilisateur est celui qui obtient le score le plus faible.

**Tableau 2 : Les avantages d'un développement des EnR pour la population (classement par ordre de préférence)**

Offrir un avenir plus sûr à leurs enfants et petits-enfants	81 %
Protéger le climat	79 %
Offrir une chance pour les citoyens de s'impliquer dans l'approvisionnement de l'énergie	65 %
Rendre l'Allemagne indépendant énergétiquement face aux importations étrangères	65 %
Favoriser la concurrence sur le marché de l'énergie	62 %
Renforcer le tissu industriel des PME	54 %
Réduire à long terme les coûts pour l'utilisateur	33 %

*Source : Sondage TNS Infratest 2011, résultats pour juillet 2011*

(1) Id.

(2) Sondage réalisé par Forsa sur un panel de 1005 citoyens allemands de 18 ans et plus entre le 6 et le 7 avril 2011. Commandité par Germanwatch.

## 4.2. Quel niveau de prix?

D'après le dernier sondage BVA pour *20 minutes*, la majorité des Français considèrent qu'il est inéluctable que l'énergie devienne plus chère (89 % dans les deux ans à venir, 98 % dans les 10 ans à venir)<sup>1</sup>. Mais si les Français s'attendent à une augmentation substantielle, ils n'y sont évidemment pas favorables.

Le baromètre 2010 de l'Ademe indique qu'en 2010, seuls 33 % seraient prêts à payer plus pour bénéficier d'une électricité renouvelable, un recul important puisque ce chiffre était de 47 % en 2009. De même, l'étude du CREDOC souligne cette tendance à ne pas vouloir payer plus pour un mix renouvelable : en 2009, 51 % des enquêtés se disaient prêts à payer plus cher pour utiliser uniquement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, contre 65 % en 2008<sup>2</sup>.

De plus, cette hausse de la facture n'est acceptée que si elle reste modérée : d'après le CREDOC, 29 % n'accepteraient qu'une augmentation inférieure à 5 %, alors que 19 % accepteraient une hausse entre 5 % et 15 %, et 3 % un surcoût supérieur à 15 %. Ces chiffres rejoignent ceux plus récents de l'Ademe et BVA : seuls 2 % accepteraient une augmentation de + 20 % du prix de l'électricité (contre 7 % en 2009). Ce + 20 % d'augmentation est à mettre en regard des résultats obtenus dans les différents scénarios. Tous les scénarios présentés par l'UFE envisagent une hausse du prix de l'électricité pour le particulier par rapport au niveau de 2010 : + 33 % pour le scénario « 70 % de nucléaire » (et respectant le 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique du Paquet Energie Climat européen), + 50 % pour le scénario « 50 % » et + 67 % pour le scénario « 20 % de nucléaire » (le reste de l'électricité étant produite par des énergies renouvelables et des centrales thermiques pour palier à l'intermittence des énergies renouvelables) (voir Fiche UFE).

L'acceptation est plus fréquente dans les catégories sociales élevées (cadres supérieurs, diplômés du supérieur et hauts revenus). De même, en Allemagne, une majorité de sondés plébiscite le développement des EnR et l'investissement pour une meilleure efficacité énergétique en Allemagne, mais l'adhésion d'un ménage est conditionnée majoritairement à son niveau de revenus. En France comme en Allemagne, une hausse des prix de l'électricité, et des énergies en général, posera la question de la précarité énergétique.

---

(1) BVA (2011), *Les Français et l'environnement*, pour 20 Minutes, décembre.

(2) CGDD, « Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2010 », *Chiffres et Statistiques*, n°167, octobre 2010

**Tableau 3 : Développement des EnR et mesures en faveur de l'efficacité énergétique en Allemagne**

<i>L'Allemagne devrait-elle investir dans le développement des EnR et les mesures en faveur de l'efficacité énergétique, même si cela induit une hausse des prix de l'électricité ? (en %)</i>		
	oui	non
<i>Revenu net du ménage</i>		
en dessous de 1000 euros	52	42
29	70	
Entre 2000 et 3000 euros	78	18
3000 euros et plus	80	16
<i>Appartenance politique</i>		
CDU/CSU	70	25
FDP	62	38
SPD	77	23
Grünen	87	12
Linke	62	25
Total	73	23

Source : Forsa, avril 2011

On peut mesurer la précarité énergétique selon deux définitions distinctes regroupant des catégories de population différentes. Au sens « monétaire », est dit précaire un ménage qui utilise plus de 10 % de son revenu disponible pour chauffer son logement : 3,8 millions de ménages. Au sens « conditions de vie », est considéré comme précaire un ménage qui a eu froid (réponse à la question de l'enquête nationale Logement « Au cours de l'hiver dernier, dans votre logement, votre ménage a-t-il souffert, pendant au moins 24 heures, du froid ? ») : 3,5 millions de ménages. Dans le premier cas, les ménages précaires sont plutôt des propriétaires, de personnes âgées de plus de 65 ans et plus, et d'habitants de maisons individuelles. Dans le deuxième cas, les profils concernés sont les locataires, les jeunes et les ménages habitant en logement collectif<sup>1</sup>.

Quelques 621 000 ménages cumulent les deux formes de précarité, et constituent donc la population la plus vulnérable. Pour la plupart, ils vivent dans des logements « déperditifs », qui souffrent d'une très mauvaise isolation thermique. De plus, 75 % de ces ménages se situent dans le premier quartile de niveau de vie. Ainsi pour la plupart, ils limitent leur consommation pour des raisons de coût. Résorber la précarité énergétique ne doit pas simplement passer par une redistribution aux plus démunis, mais par des travaux d'isolation, seuls moyens de régler structurellement ce problème.

Souvent les considérations monétaires se doublent de problèmes socio-économiques structurels : les familles monoparentales, les inactifs et les chômeurs sont les plus

(1) INSEE (2011), « La précarité énergétique : avoir froid ou dépenser trop pour se chauffer », *Insee Première*, n° 1351, mai.

exposés au froid mais sont aussi plus représentés dans le premier quartile de niveau de vie.

Il ne faudrait pas oublier que le chauffage dans le logement n'est qu'une partie des dépenses énergétique. En effet, le transport en constitue près de la moitié. En cas de hausse des prix, les ménages habitant en milieu rural ou périurbain ont des besoins de transport souvent incompressibles quand ils habitent loin de leur lieu de travail, augmentant les risques de précarité énergétique.

### 4.3. Parlons d'appropriation plutôt que d'acceptabilité

La notion d'acceptabilité sous-entend une démarche « top-down », c'est-à-dire une politique imposée par un gouvernement, et généralement plus ou moins bien reçue par la population. A l'inverse, le terme « appropriation » désigne une volonté d'associer les Français à la politique environnementale nationale, soit par des incitations, soit par la concertation, soit encore par des structures de financements novatrices.

De plus en plus de citoyens prennent en main de manière autonome leur approvisionnement en énergie et décident d'investir dans leur propre installation sur la base des énergies renouvelables. En 2011, 28 % des Français déclarent posséder un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie, donc 11 % de plus qu'en 2010 ce qui tend à prouver l'efficacité des dispositifs incitatifs comme la mise en place de l'éco-prêt à taux zéro<sup>1</sup>. Au-delà de ces incitations financières, la fiabilisation des équipements (labellisation des artisans) et l'accès à des informations claires et précises (aides et subventions possibles, entreprises spécialisées et labélisées etc) permettront de faciliter les démarches menées par un ménage qui souhaite s'équiper.

Les sondages côté allemand indiquent que la population considère qu'investir son argent dans une installation de panneau solaire, d'éolienne ou de biomasse et ainsi participer à la production d'une énergie respectueuse de l'environnement à son domicile, est une cause utile. Comme tout sondage, ces informations sont à prendre avec précaution. Néanmoins, une chose est sûre, le niveau d'appropriation des énergies renouvelables est plus élevé qu'en France. Au-delà des considérations idéologiques, deux raisons peuvent expliquer cette différence de points de vue entre la population française et allemande. D'une part, développer les capacités renouvelables constitue un moyen de favoriser l'industrie allemande au-delà des frontières : l'Allemagne devient une vitrine pour l'export de technologies renouvelables. D'autre part, à l'instar du Danemark, l'Allemagne a développé des plans de financement qui implique davantage la population locale. Ainsi, 51 % des installations existantes de production d'électricité à base d'EnR en Allemagne (tout type et toute taille confondus) sont aujourd'hui détenus par des ménages ou des collectivités à titre privé, ou encore des agriculteurs. Seulement 13 % de ces installations appartiennent à des entreprises spécialisées dans la production d'énergie.<sup>2</sup> Ainsi, depuis la mise en place de la loi sur les EnR de 2000 et son amendement en 2004 en Allemagne, de nombreux habitants s'associent au niveau

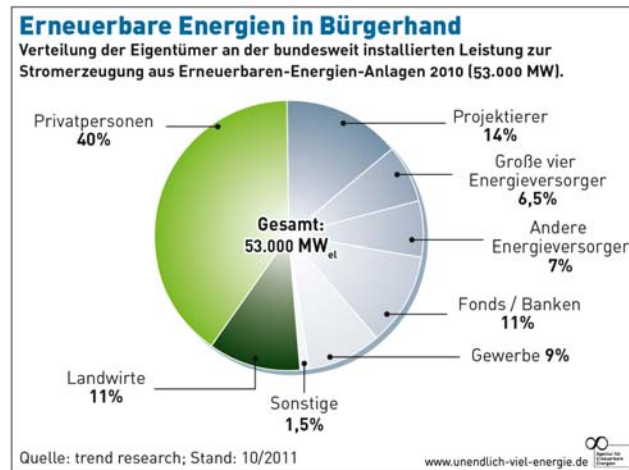
---

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables », juillet 2011.

(2) Institut Trend :research et Klaus Novy Institut (KNI), « Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung », août 2011. Etude réalisée à la demande BMU.

local afin de construire et d'entretenir une installation de production d'énergie solaire de quartier. Par ce biais, de nouveaux modèles de participation citoyenne s'intègrent dans la conscience collective.

**Figure 7 : Propriétaires des énergies renouvelables**



Source : Agentur für Erneubare Energien

## 5. Vers davantage de dialogue

Le choix national d'un mix énergétique se heurte bien souvent à l'échelle locale à l'intérêt des habitants concernés, notamment dans le cas de certaines technologies ou dans le cas du développement des réseaux électriques par exemple.

### 5.1. La concertation, point dur du développement des infrastructures

La concertation est une étape indispensable à tout projet d'infrastructures, notamment énergétique. Néanmoins celle-ci allonge bien souvent les délais d'instruction. Ainsi l'inquiétude majeure du RTE est notamment de savoir comment la construction des lignes de transport et de distribution de l'électricité pourra suivre l'évolution des infrastructures de production et le rythme de mise en service des unités renouvelables comme l'éolien. Par exemple, un projet éolien peut prendre 2 à 5 ans pour aboutir, alors que les délais pour la construction d'une ligne électrique sont plutôt de l'ordre de 10 ans.

Pour autant la concertation favorise l'appropriation de la population locale. C'est en tout cas ce que démontre une étude allemande réalisée par l'Université Magdeburg<sup>1</sup> sur un ensemble donné de communes allemandes. Les résultats de l'étude indiquent qu'il existe une forte corrélation dès le départ entre l'implication et la participation de la population locale tant dans la conception de projet de développement d'EnR que dans sa réalisation ultérieure. La participation des habitants suppose leur inclusion dans la planification et l'organisation du projet par le biais de l'information, de la

(1) Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries, « Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung Steigern », rapport final, Université de Magdeburg. Sondage réalisé entre le 01/07/2008 et le 30/06/2010. Etude commanditée par le BMU.

consultation comme de la participation financière. Pour les auteurs, la clé d'une adhésion réussie au projet réside dans une meilleure transparence des processus de manière générale. D'après un sondage réalisé dans le Land Nordrhein-Westphalie, le taux d'adhésion aux installations d'EnR même dans leur voisinage proche est élevé : à hauteur de 77 %. Parallèlement, dans le même Land, on constate que 76 % des sondés souhaitent une participation active et un droit de regard concernant la construction de nouvelles installations de production d'EnR. Seulement 10 % des personnes interrogées considèrent que les décisions prises en la matière tiennent déjà compte depuis longtemps des choix de la population.

Bien sûr, compte tenu des différences cultures et sociologiques entre Etats européens, la manière d'effectuer des consultations doit être différente d'un pays à l'autre.

## **5.2. Comprendre les enjeux énergétiques grâce à l'amélioration de l'éducation**

Les Français ont une connaissance très approximative des écarts de prix de l'énergie en Europe et de la situation française par rapport à ses voisins. En juin 2010, selon les chiffres publiés par Eurostat, 16 % des enquêtés déclarent « ne pas savoir » si l'électricité est plus chère en France qu'ailleurs en Europe et 42 % jugent que son prix est « à peu près équivalent ». 27 % la situent « nettement plus chère » ; enfin, 15 % l'estiment à juste titre « nettement moins chère ». Effectivement, le prix de l'électricité est inférieur en France d'environ 30 % aux tarifs pratiqués en moyenne ailleurs en Europe. Peut-être certains estiment-ils que l'écart n'est pas très important. Il est vraisemblable, pour le gaz comme pour l'électricité, que bon nombre d'individus jugent ces tarifs trop élevés dans l'absolu : ils sont donc peu enclins à penser que ces prix sont inférieurs à la moyenne européenne. On peut donc supposer, tout en gardant en considération l'importance de la conjoncture économique actuelle, qu'une meilleure information des citoyens sur les prix comparés de l'énergie en Europe pourrait avoir une influence bénéfique sur leur opinion quant à une hausse des prix de l'électricité.

De plus, les premières énergies connues en France par le citoyen sont avant tout le solaire et l'éolien, pourtant marginales aujourd'hui dans le mix énergétique<sup>1</sup>. Si les considérations de coût et de nuisances sonores et visuelles ressortent dans les sondages et sont donc connues du grand public, rares sont ceux qui citent l'intermittence comme un frein au développement des énergies renouvelables. Ainsi, les implications d'un mix énergétique par rapport à un autre sont souvent méconnues.

---

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables », juillet 2011.



---

### 5.3. Poser les bases d'un débat public

En France, la loi dite Barnier du 2 février 1995, relative au renforcement de la protection de l'environnement, dite loi Barnier, et son décret d'application relatif à la consultation du public et des associations en amont des décisions d'aménagement a introduit la procédure du débat public, dispositif de participation du public au processus décisionnel en ce qui concerne les grandes opérations publiques d'aménagement d'intérêt national.

A priori un débat public sur les orientations générales de la politique énergétique française ne fait pas partie des missions de la Commission nationale de débat public (CNDP). Il pourrait cependant être envisageable de réaliser un débat sur l'énergie au sein de la CNDP au titre des « débats d'option générale », qui ne portent pas sur un projet d'aménagement en particulier, mais sur une orientation générale de politique.

Un débat public national sur les orientations de la future politique énergétique de la France permettrait d'associer les Français à une prise de décision des plus déterminantes pour l'industrie comme pour le consommateur. Il permettrait également de l'informer des impacts de différents mix en termes de coûts, de prix, de sécurité énergétique et d'emplois, et ainsi de mieux faire comprendre à la population qu'en matière de choix énergétiques, nulle technologie n'est parfaite et que le choix de chaque option dépendra des objectifs souhaités (augmentation plus ou moins importante des prix de l'énergie, volonté d'un risque nucléaire faible, réduction des gaz à effet de serre, sécurité énergétique etc.).

Néanmoins un tel débat ne s'effectuerait pas sans difficulté et nécessiterait une organisation complexe. En effet, le sujet étant technique et controversé, il faudrait fournir des informations complètes mais suffisamment synthétiques et claires pour qu'elles soient compréhensibles par tous, ce qui appellerait à un effort très important de vulgarisation. D'autre part, certains points techniques ne faisant pas consensus, ces informations pourraient être considérées comme « biaisées », et comme orientant les débats vers une conclusion « arrangeante » pour les organisateurs du débat. Autre difficulté liée à la nature de la relation entre Etat et population, un débat public est fondé sur la confiance : ainsi les conclusions d'un tel débat devront être prises en compte dans la décision finale du gouvernement.

Les facteurs de succès suivants d'un débat public listés ci-dessous ressortent des discussions du colloque « Comment débattre des nouvelles technologies », ayant cherché à analyser les retours d'expérience de débats tels que le débat sur les nanotechnologies, ou encore sur les OGM :

- une phase d'information préalable du public, si possible un large débat sociétal, ce qui nécessite de consacrer un temps substantiel en amont du débat public ;
- la mise en discussion lors du débat d'un projet porté par les pouvoirs public, incarné, avec des options ou propositions concrètes mises en discussion ;
- la finalité du débat doit être exprimée et sincère ;
- l'abandon d'une posture opposant « ceux qui savent » à « ceux qui écoutent », et la reconnaissance de l'intérêt de l'expertise citoyenne, en complément de l'expertise scientifique et technique traditionnelle ;

- l’alternance planifiée de phase de débat public avec des phases de concertation plus restreinte et de création de compromis ;
- l’insertion du débat public dans un processus au long terme de co-construction des savoirs par allers-retours entre la société et les choix scientifiques et technologiques ;
- une articulation claire entre débat et prise de décision : comment seront utilisés les résultats du débat ? Un retour aux participants s’avère indispensable à la construction d’une confiance éclairée des citoyens. Plusieurs intervenants ont ainsi souligné que l’absence de réponse du gouvernement suite au débat sur les nanotechnologies contribue à affaiblir davantage les possibilités de créer une confiance éclairée avec le public ;
- apprendre des débats publics et s’adapter en fonction des retours d’expérience.

Plus spécifiquement, un débat sur l’énergie pourrait suivre les recommandations suivantes :

- le débat de la politique énergétique est étroitement lié aux capacités de financement de l’Etat, des consommateurs et industriels et est donc inséparable des instruments économiques incitatifs ou redistributifs mis en place. Ainsi, le débat devrait aller au-delà de l’énergie, et aborder les questions de fiscalité et d’équité sociale ;
- le débat devrait mobiliser des **ressources à la hauteur des enjeux**. Il serait crucial de prendre le temps nécessaire pour une bonne préparation du débat : il faudrait six mois au moins pour le préparer, avec une mise initiale d’information transparente et couvrant les différents aspects du débat. Il est essentiel d’engager des campagnes d’informations préalables au débat (au niveau régional), afin de sensibiliser le public et surtout démontrer au public quel est l’intérêt de la consultation que l’on met en œuvre, et surtout d’expliquer quel est le but du débat public, le **produit de sorti attendu** et **comment il sera utilisé**. Ce débat représenterait un coût important (plus de 1 million d’euros) ;
- ce débat devrait permettre d’exposer les enjeux européens de l’énergie, car il semble difficile d’aborder le mix énergétique sous le seul angle national : le périmètre national est celui considéré naturellement dans les discussions ; or stratégiquement, c’est au niveau européen qu’un certain nombre de questions, telles que le réseau électrique, les interconnexions etc., doivent être abordées ;
- ce débat devrait s’intégrer dans un **processus législatif global**, afin d’en assurer l’**utilité** (par exemple une loi-cadre sur la transition énergétique, dans un calendrier relativement court suivant le débat) ;
- le débat doit être organisé par un organisme indépendant du gouvernement ; la CNDP offre à ce titre une structure adéquate.



**solaire** énergies renouvelables  
**sécurité d'approvisionnement**  
**électricité** indépendance énergétique  
économie d'énergie biogaz **2050**  
émissions de CO<sub>2</sub> **efficacité énergétique**  
environnement **2030** **recherche nucléaire**  
**stockage de l'énergie** **prix de l'énergie**  
captage et stockage de CO<sub>2</sub> **éolien offshore**  
biocarburants **emplois** EPR pétrole  
**effet de serre** **énergétique** hydraulique  
mix énergétique **innovation technologique**  
géothermie gaz déchets radioactifs  
**climat** **facture énergétique** sûreté nucléaire  
4<sup>ème</sup> génération **éolien terrestre** biomasse  
gaz de schiste **énergies marines**  
**réseaux intelligents** **compétitivité**  
transition énergétique

