



N° 1967

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

TREIZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 14 octobre 2009

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE SUR LE PROJET DE **loi de finances pour 2010** (n° 1946),

PAR M. GILLES CARREZ,
Rapporteur Général,
Député.

ANNEXE N° 14

ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET AMÉNAGEMENT DURABLES

ÉNERGIE

Rapporteur spécial : M. Marc GOUA

Député

SOMMAIRE

	Pages
SYNTHÈSE	7
INTRODUCTION	11
I.- MARCHÉS DE L'ÉNERGIE : LES FLUCTUATIONS DE 2009 ET LES PERSPECTIVES POUR 2010	13
A.- PÉTROLE : VERS UNE HAUSSE DES PRIX DÈS LA SORTIE DE LA CRISE ÉCONOMIQUE	14
1.- La volatilité des prix est préoccupante	14
2.- Les prévisions d'évolution des prix sont difficiles	14
3.- La sécurité des approvisionnements, assurée par une diversification géographique des fournisseurs, reste fragile	15
4.- Les enjeux de la production et du raffinage sont importants	17
B.- CHARBON : LE RENOUVEAU DE CETTE SOURCE D'ÉNERGIE	18
1.- Le rôle essentiel du charbon dans le monde d'aujourd'hui et de demain	19
<i>a) La production</i>	19
<i>b) La consommation</i>	20
<i>c) Le commerce extérieur du charbon</i>	21
2.- La recherche et développement sur le captage et le stockage du CO ₂	22
C.- GAZ NATUREL : UN SUBSTITUT AU PÉTROLE ?	23
1.- Les contraintes d'approvisionnement et la volatilité des prix	23
<i>a) Approvisionnement : investir et sécuriser</i>	23
<i>b) Des prix volatiles</i>	25
2.- La dépendance européenne vis-à-vis du gaz naturel russe	26
3.- L'essor de la production électrique à partir de gaz naturel	28
4.- Le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel	28
D.- ÉLECTRICITÉ : UNE CONSOMMATION DYNAMIQUE QUI NÉCESSITE D'IMPORTANTES INVESTISSEMENTS	29
1.- Les perspectives de l'hydroélectricité	29
2.- L'évolution de la consommation d'électricité	31
3.- L'actualité du nucléaire	33

4.– La construction de l'EPR de Flamanville	35
<i>a) Avancement des fabrications des gros composants en usine</i>	35
<i>b) Mesures d'accompagnement du grand chantier de Flamanville 3 et autres dispositions administratives</i>	36
<i>c) Analyse des événements récents sur le chantier Flamanville 3</i>	36
5.– Les énergies renouvelables	36
<i>a) L'éolien</i>	37
<i>b) Le solaire photovoltaïque</i>	37
6.– L'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence.....	38
<i>a) La question récurrente du tarif réglementé</i>	39
<i>b) La réforme annoncée du marché français de l'électricité.....</i>	40
II.– DES ÉCHÉANCES IMPORTANTES POUR TROIS ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE	41
A.– AREVA FACE À LA NÉCESSITÉ D'INVESTIR	41
1.– Une position forte.....	41
2.– Relever les défis des investissements de masse	41
<i>a) Une augmentation du capital</i>	42
<i>b) Cessions d'actifs : la vente contestable de T&D.....</i>	42
<i>c) La réduction des dividendes versés.....</i>	42
B.– EDF ET RTE FACE À L'OUVERTURE PROGRAMMÉE DU MARCHÉ.....	43
1.– Pérenniser et mettre en valeur le patrimoine	43
2.– Développer les implantations au sein de l'Union européenne	44
3.– Répondre aux défis des énergies renouvelables	44
4.– Prendre toute sa place dans les investissements dans la filière nucléaire	44
C.– CEA : UN OUTIL INDISPENSABLE AU FINANCEMENT FRAGILISÉ	45
1.– Le CEA est un opérateur indispensable à « l'invention du futur ».....	45
2.– Le financement du CEA doit être assuré de manière pérenne	45
III.– DES CRÉDITS BUDGÉTAIRES ET DES DÉPENSES FISCALES EN LÉGÈRE DIMINUTION	46
A.– LES CRÉDITS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE (ACTIONS 1 ET 5).....	46
B.– LES CRÉDITS DE L'APRÈS MINES (ACTION 4).....	47
C.– DES DÉPENSES FISCALES QUI NE DIMINUENT PAS.....	48
IV.– LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE	49
A.– INSTAURATION DE LA TAXE CARBONE (ARTICLE 5).....	50
1.– L'assiette.....	51
2.– Les taux	51

3.– Les exonérations.....	51
4.– Les compensations pour les ménages.....	51
B.– ACTUALISATION DES FRACTIONS DÉPARTEMENTALES ET RÉGIONALES DU TARIF DE LA TAXE INTÉRIEURE DE CONSOMMATIONS SUR LES PRODUITS PÉTROLIERS (ARTICLES 17 ET 18).....	52
C.– « VERDISSEMENT » GRADUEL DE LA RÉDUCTION D'IMPÔT SUR LE REVENU AU TITRE DE L'INVESTISSEMENT LOCATIF DITE « SCELLIER » (ARTICLE 44).....	52
D.– « VERDISSEMENT » GRADUEL DANS LE NEUF DU CRÉDIT D'IMPÔT SUR LE REVENU AU TITRE DES INTÉRÊTS D'EMPRUNT D'ACQUISITION DE L'HABITATION PRINCIPALE (ARTICLE 45).....	53
EXAMEN EN COMMISSION	55
ANNEXE : LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL	57

L'article 49 de la loi organique du 1er août 2001 relative aux lois de finances (LOLF) fixe au 10 octobre la date limite pour le retour des réponses aux questionnaires budgétaires.

À cette date, 87 % des réponses étaient parvenues à votre Rapporteur spécial qui a pu disposer finalement de l'ensemble des réponses.

SYNTHÈSE

1°) Les outils budgétaires de la politique de l'énergie

Le programme n° 174 *Énergie et après-mines* est l'un des neuf programmes de la mission *Écologie, développement et aménagement durables*.

Pour 2010, il en représentera 7,9 % du total des autorisations d'engagement et 8 % des crédits de paiement.

Le plafond d'autorisations d'engagement du programme est de 818 millions d'euros et de 820 millions d'euros en crédits de paiement ce qui représente une baisse par rapport à 2009 de 1,3 % en autorisations d'engagement et de 2,1 % en crédits de paiement.

Le programme *Énergie et après-mines* comporte trois actions dont les crédits sont d'importances inégales.

– **Les demandes de crédits pour l'action n° 1 *Politique de l'énergie* sont de 40,4 millions d'euros contre 17 millions d'euros l'année dernière en autorisations d'engagement et de 38,1 millions d'euros contre 23,7 millions d'euros en 2009 en crédits de paiement.** 35,9 millions d'euros en crédits de paiement correspondent à des subventions pour charges de service public, dont 4,5 millions d'euros à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et 31,4 millions d'euros à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), contre 8,9 millions d'euros en 2009, augmentation, qui traduit une montée en charge de l'ADEME liée au Grenelle de l'environnement.

– **Les demandes de crédits pour l'action n° 2 *Gestion économique et sociale de l'après-mines* sont de 752 millions d'euros en autorisations d'engagement contre 790 millions d'euros en 2009.** L'essentiel des crédits prend la forme d'un transfert aux ménages – financement de prestations diverses aux retraités ou retraités anticipés des mines fermées et de certaines mines et ardoisières en activité. La baisse tendancielle des crédits résulte d'un effet de masse négatif.

– **Enfin, pour l'action n° 3 *Lutte contre le changement climatique*, les demandes de crédits pour 2010 sont de 25,8 millions d'euros en autorisations d'engagement contre 21,9 millions d'euros en 2009.** L'essentiel des crédits, soit 15,2 millions d'euros, va à la surveillance de la qualité de l'air. Les 34 associations agréées pour la surveillance de la qualité de l'air (AASQA) reçoivent 14 millions d'euros et que le centre interprofessionnel d'étude de la pollution atmosphérique (CITEPA) reçoit 1,2 million d'euros. **Ces crédits ne reflètent pas l'ensemble de la politique de lutte contre le réchauffement climatique dont l'outil principal est d'ordre fiscal avec l'instauration de la taxe carbone.**

2°) L'arme fiscale

Le projet de loi de finances pour 2010 propose le « verdissement » de deux dépenses fiscales. Le Rapporteur spécial salue cette initiative, en dépit de ses réserves, notamment sur l'article 45.

– L'article 44 a pour objet de diminuer progressivement, à compter de 2010, le taux de la réduction d'impôt applicable aux logements qui ne présentent pas un niveau de performance énergétique globale supérieur à celui imposé par la réglementation thermique obligatoire. En pratique, il s'agit des logements qui ne répondent pas au critère d'attribution du label « bâtiment basse consommation énergétique » (BBC 2005). Cette diminution progressive des taux de la réduction d'impôt a pour but d'accélérer l'acquisition de savoir-faire par les professionnels de la construction avant que cette norme ne devienne obligatoire à compter de 2013. **Le Rapporteur spécial se félicite du ciblage de cette réduction d'impôt.**

– L'article 45 propose le « verdissement » du crédit d'impôt TEPA, en en réduisant graduellement le taux, sur la période 2010 à 2012, pour les logements neufs ne répondant pas à la norme BBC, dans le même but. **Cependant, au moment où l'on souhaite faciliter l'accession sociale à la propriété, le Rapporteur spécial estime qu'il eut été préférable d'augmenter les taux pour les logements respectant la norme BBC et de maintenir les taux pour les autres. En effet, le surcoût de construction exclut les jeunes ménages de l'accession à la propriété.**

Le projet de loi de finances pour 2010 est marqué par l'instauration d'une taxe carbone. En effet, parmi les questions clés de la politique énergétique française à l'horizon 2020 figure la question de sa capacité à atteindre les objectifs de l'Union européenne notamment en terme de réduction de 20 % des gaz à effet de serre alors que le secteur diffus – transport et logement – représente 40 % des émissions françaises et qu'il est dynamique et non couvert par le système des quotas d'émission.

Le Rapporteur spécial rappelle qu'il n'est pas favorable à l'inclusion de l'électricité dans l'assiette fiscale de la taxe carbone, tout en étant vigilant au glissement que ce choix peut occasionner. Mais son inclusion au sein du dispositif conduirait à pénaliser une source d'énergie propre et brouillerait le message de la taxe, qui est destinée à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre.

3°) Le rôle des grands opérateurs

Enfin, après avoir analysé les perspectives énergétiques pour 2010 – où il réaffirme l'urgence de la mutation énergétique du fait de la tension structurelle sur les marchés du gaz et du pétrole mais aussi du charbon, le Rapporteur spécial a examiné la situation de trois opérateurs d'une grande importance pour la politique énergétique de la France.

– Pour participer efficacement au redémarrage du nucléaire, **AREVA** évalue les investissements à pratiquer à 3 milliards d'euros par an d'ici à 2012. Dans ces conditions, trois solutions sont envisagées : une augmentation de capital par le biais d'une ouverture à hauteur de 15 %, la réduction des dividendes et la cession de la filiale T&D. La réduction des dividendes risque de fragiliser le **CEA**, actionnaire à 70 % d'AREVA, qui risque de voir dépendre son financement de dotation. Tandis que la cession de T&D comporte un réel risque pour le modèle intégré d'AREVA.

– De même, la mise en œuvre de la stratégie ambitieuse d'**EDF** nécessite des efforts de productivité dans le respect des impératifs de sûreté et de sécurité, ainsi qu'une évolution tarifaire permettant de répercuter une partie de ces coûts d'achats sans obérer le pouvoir d'achat des ménages ni la compétitivité des entreprises. Par ailleurs, l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence devra se faire de manière maîtrisée pour ne pas porter atteinte à la valeur patrimoniale de l'entreprise publique ni à la sécurité.

Conclusion

Après une baisse due à la crise économique, les prix du pétrole et des matières premières sont repartis à la hausse à partir de mars 2009.

Cette situation doit entraîner l'État à accroître ses efforts de redéploiement énergétique avec une montée en puissance indispensable des énergies renouvelables et à **définir et à mettre en œuvre une réelle stratégie pour aider les champions nationaux de l'énergie que sont AREVA et EDF à trouver des solutions à leurs besoins d'investissement et de financements sans brader leurs actifs.**

INTRODUCTION

Le programme n° 174 *Énergie et après-mines* a pour objectifs :

– de contribuer à la mise en œuvre de la politique énergétique : disponibilité en qualité et en quantité de l'énergie à des prix compétitifs tout en assurant la sécurité des approvisionnements et à lutter efficacement contre les changements climatiques.

– de gérer les conséquences économiques et sociales de l'arrêt de l'exploitation minière en France en garantissant aux mineurs la préservation de leurs droits.

Le tableau ci-après présente les demandes de crédits pour chacune des trois actions, en autorisations d'engagement et en crédits de paiement.

CRÉDITS DEMANDÉS PAR NATURE

(en million d'euros)

	Autorisations d'engagement (AE)			Crédits de paiement (CP)		
	2009	2010	Variation en %	2009	2010	Variation en %
Action 1 : Politique de l'énergie	17,094	40,398	+ 136,3	23,744	38,138	+ 60,6
Action 4 : Gestion économique et sociale de l'après-mines	790,243	752,063	- 4,8	793,743	756,373	- 4,7
Action 5 : Lutte contre le changement climatique	21,906	25,828	+ 17,9	21,206	25,828	+ 21,7
Total	829,243	818,289	- 1,3	838,693	820,339	- 2,1

Source : *Projet annuel de performances 2010*

● Le premier objectif du programme n°174 *Énergie et après-mines* est de contribuer à la mise en œuvre de la politique de l'énergie. Ce programme alloue 38,1 millions d'euros en crédits de paiement à cet objectif pour 2010, soit 4,6 % du total des crédits de paiement du programme. Cela représente une augmentation de 60,6 % après une baisse de 51,1 % en 2009.

Mais, bien entendu, la politique énergétique va bien au-delà de ces moyens budgétaires. Ses canaux sont multiples.

La fiscalité, la législation et la réglementation, l'action des entreprises publiques, le soutien à la recherche et au développement apportent également leur contribution à cette politique économique.

En conséquence, le présent rapport ne peut manquer de dépasser les strictes considérations budgétaires sur l'évolution des crédits prévus pour 2010.

- Le deuxième objectif du programme est de garantir aux anciens mineurs la préservation de leurs droits après l'arrêt de l'exploitation minière. 756,3 millions d'euros sont alloués à cet objectif pour 2010, soit pas moins de 92,2 % du total des crédits de paiement du programme.

- Le troisième objectif du programme est la lutte contre le changement climatique. 25,8 millions d'euros de crédits de paiement correspondent à cette action, soit 3,2 % du total du programme. **La lutte contre le réchauffement climatique ne se limite pas à ces moyens budgétaires. La fiscalité écologique – par le biais de l'instauration de la taxe carbone – est appelée à jouer un grand rôle dans la mutation des comportements de consommation énergétique de nos concitoyens.**

Le tableau suivant présente la répartition des dépenses du programme entre les dépenses de fonctionnement et les dépenses d'intervention.

CRÉDITS DEMANDÉS PAR NATURE

(en million d'euros)

	Autorisations d'engagement (AE)			Crédits de paiement (CP)		
	LFI 2009	PLF 2010	variation en %	LFI 2009	PLF 2010	variation en %
Titre 3 : Dépenses de fonctionnement	47,416	78,869	+66,3	47,266	76,609	+62
Titre 6 : Dépenses d'intervention	781,826	739,42	-6,1	791,426	743,73	-6
Total	829,243	818,289	-1,3	838,693	820,339	-2,1

Source : *Projet de loi de finances pour 2010*

Comme on peut s'y attendre, les dépenses d'intervention – transferts aux ménages principalement – représentent la plus grande part des dépenses totales avec 90,6 %, les dépenses de fonctionnement ne représentant que 9,4 %.

Le programme n° 174 *Énergie et après-mines* ne bénéficie pas de fonds de concours ni d'attribution de produits.

I.- MARCHÉS DE L'ÉNERGIE : LES FLUCTUATIONS DE 2009 ET LES PERSPECTIVES POUR 2010

Le marché du pétrole a enregistré en 2008 et 2009 les épisodes de hausse et de baisse les plus extrêmes depuis la révolution iranienne de 1979. Par effet d'entraînement, les marchés du gaz naturel et dans une moindre mesure du charbon ont également connu des évolutions très heurtées.

Avec une forte fluctuation de la demande – d'abord en forte croissance puis en baisse en raison du ralentissement économique – et une inélasticité de l'offre de pétrole, les prix ont été très volatiles.

Cette volatilité ne doit pas masquer la tendance de fond au renchérissement du prix de l'énergie.

Les coûts d'extraction et de transport augmentent, pour l'ensemble des combustibles fossiles. Les coûts d'exploitation et de transport de l'électricité sont également croissants, quelle que soit la filière considérée, y compris pour l'électronucléaire.

La lutte contre le changement climatique pourrait, par ailleurs, entraîner un renchérissement supplémentaire des combustibles fossiles, si la taxation du CO₂ émis devait entrer en vigueur sous une forme ou sous une autre au niveau mondial.

À cette augmentation des coûts de l'approvisionnement en énergie, s'ajoute la nécessité de financer le renouvellement d'infrastructures énergétiques, soit parce que leur efficacité ou leur adéquation aux besoins des marchés est insuffisante, soit parce que leur durée de vie est proche d'être atteinte. Un des enjeux énergétiques majeurs des prochaines années est donc l'augmentation des investissements à réaliser pour renouveler les équipements de production actuellement en service et augmenter les capacités de production.

Pour satisfaire une demande en énergie qui devrait croître de 55 % d'ici à 2030, la somme des investissements nécessaires dans les infrastructures énergétiques de 2006 à 2013 est évaluée à 22 000 milliards de dollars. La filière charbon nécessite 600 milliards de dollars d'investissement, le pétrole 5 400 milliards, le gaz 4 200 milliards et l'électricité 11 600 milliards de dollars.

Le Rapporteur spécial souligne donc la raréfaction inéluctable des sources d'énergie. Par conséquent, il appelle à une politique déterminée en faveur la mutation vers une économie plus sobre.

A.– PÉTROLE : VERS UNE HAUSSE DES PRIX DÈS LA SORTIE DE LA CRISE ÉCONOMIQUE

1.– La volatilité des prix est préoccupante

L'année 2008 a connu des fluctuations record. Avec une moyenne de 98,48 dollars/baril de pétrole en 2008, les cours du pétrole brut ont progressé de 35,6 % par rapport à ceux de 2007 – en moyenne à 72,60 dollars/baril. Les cours ont fortement évolué à la hausse jusqu'en juillet – plus haut niveau « historique » en séance de 147,50 dollars/baril le 11 juillet – avant de connaître une baisse rapide jusqu'à la fin de l'année 2008 pour terminer à 45 dollars/baril à la fin décembre. L'amplitude extrême des fluctuations aura donc dépassé 100 dollars/baril.

Depuis le début de l'année 2009, les prix du pétrole brut sont plutôt orientés à la hausse, et cette hausse s'accélère depuis le début du mois de mars. Les cours du baril de pétrole se situent actuellement autour du seuil de 70 dollars/baril – plus du double par rapport au plus bas de février 2009.

L'évolution de l'économie mondiale mêle signaux préoccupants – dégradation du chômage, baisse de la demande de produits pétroliers dans les pays développés et notamment aux États-Unis – et motifs d'optimisme prudent comme l'amélioration de la situation sur les marchés financiers, un relatif regain de confiance des milieux d'affaires ou une moindre récession dans plusieurs pays au deuxième trimestre 2009.

La forte volatilité des prix du pétrole observée depuis 2008 est préoccupante, car elle dissuade les investissements. En cela, elle représente une menace, à la fois pour la sécurité de nos approvisionnements futurs et pour la nécessaire transition énergétique.

2.– Les prévisions d'évolution des prix sont difficiles

Les prévisions d'évolution des cours du pétrole à long terme sont très contrastées.

Certains experts prévoient une nouvelle baisse des prix, en raison de la crise économique et de la baisse de la demande induite ; d'autres privilégient une poursuite constante de la remontée, en raison des anticipations de difficultés pour satisfaire la demande mondiale appelée à croître à long terme alors que l'offre va nécessairement se raréfier.

À court et moyen terme, néanmoins, on peut estimer que la capacité de production excédentaire – actuellement de l'ordre de 6 millions de barils par jour – et le niveau très élevé des stocks joueront un rôle modérateur sur les marchés.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) publie des scénarios énergétiques mais ne donne pas de prévisions précises d'évolution des prix du pétrole. Ces scénarios s'appuient cependant sur des hypothèses de prix qui ont pour principal objectif d'alimenter les modèles économiques sur la demande et l'offre mondiale de pétrole. Ils n'ont pas vocation à refléter les évolutions futures du prix du pétrole et se révèlent souvent, *a posteriori*, erronées.

L'AIE vient de présenter ses perspectives à moyen terme (2010-2014) pour lesquelles elle décrit deux scénarios. Tous deux sont fondés sur la même hypothèse de prix de départ qui prend en compte la tendance des marchés à terme tels qu'ils sont estimés à fin avril 2009. Cette hypothèse de prix est ainsi de 60 dollars par baril en termes réels à la fin de la période, et de 70 dollars par baril en nominal.

En mai 2009, le département de l'énergie américain a pris pour son scénario de référence une hypothèse de prix – en dollars de 2007 – de 110 dollars/baril en 2015, et de 130 dollars/baril en 2030.

En juillet 2009, l'OPEP a retenu une fourchette de 70 à 100 dollars/baril courants comme hypothèse de prix sur les dix ans à venir.

En définitive, la forte volatilité du marché pétrolier ainsi que l'évolution erratique des prix doivent inciter notre pays à accroître ses efforts de transition énergétique – nécessité rendue encore plus criante par les désordres occasionnés au climat par les énergies fossiles.

3.– La sécurité des approvisionnements, assurée par une diversification géographique des fournisseurs, reste fragile

Depuis 1999, les quantités de pétrole brut importées par la France fluctuent entre 80 et 86 millions de tonnes par an. En 2008, elles ont connu une légère augmentation : après plusieurs baisses successives (– 1 % en 2007, – 2,6 % en 2006, – 1,1 % en 2005), et malgré la forte hausse des prix, les quantités de brut importées ont augmenté de + 2,6 % en 2008 à 83,2 millions de tonnes. **La France est le cinquième pays importateur de pétrole dans le monde.**

Les grands équilibres se maintiennent avec des approvisionnements qui continuent à se répartir presque à égalité entre quatre zones : les pays de la Communauté des États Indépendants (CEI) (29 %), l'Afrique (29 %), le Moyen-Orient (22 %) et la Mer du Nord (20 %). **La sécurité d'approvisionnement de la France s'appuie sur cette diversité géographique et sur le fait qu'aucun pays producteur n'est dominant** – le premier, la Norvège, ne représente que 15 % de nos approvisionnements.

Le déclin des gisements de Mer du Nord se poursuit et les importations d'Iran se réduisent sensiblement. Les flux venant de la CEI sont globalement stables mais avec une part plus grande pour la Russie et un recul pour le Kazakhstan et l'Azerbaïdjan. Ce sont surtout les pétroles africains qui progressent avec une reprise du Nigeria et des augmentations sensibles de la Libye et de l'Algérie.

Les réserves de pétrole connues se situent majoritairement au Moyen-Orient et en particulier dans les pays membres de l'OPEP (76 %). Dans les années à venir, il est donc probable que la part des pays de l'OPEP progresse dans notre approvisionnement.

Les importations de pétrole brut sont détaillées ci-dessous par origine.

IMPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT PAR ORIGINE

(en millions de tonnes)

	1995	2000	2005	2006	2007	2008	Part en %
Moyen-Orient	34,8	31,6	22,4	22,7	20,5	18,4	22,1
Afrique du Nord	5,1	6,3	10,2	7,9	8,1	11,2	13,4
Afrique (autre)	8,3	7,6	8,9	9,5	10,0	13,1	15,7
Mer du Nord ⁽¹⁾	23,2	31,9	22,2	20,3	17,7	16,4	19,7
Ex-URSS	6,3	8,0	19,6	20,0	23,8	23,8	28,6
Autres	0,4	0,3	0,9	1,5	0,9	0,4	0,4
Total	78,0	85,6	84,2	82,0	81,2	83,2	100,0
<i>dont OPEP</i>	<i>42,0</i>	<i>39,9</i>	<i>34,0</i>	<i>34,2</i>	<i>28,7</i>	<i>31,9</i>	<i>38,4</i>
<i>OPEP hors Irak</i>	<i>42,0</i>	<i>32,6</i>	<i>32,5</i>	<i>30,7</i>	<i>25,8</i>	<i>28,0</i>	<i>34,8</i>
Principaux pays fournisseurs							
Norvège	13,6	21,1	16,1	13,4	12,5	12,7	15,2
Russie	6,1	5,0	9,6	9,8	10,6	11,8	14,2
Kazakhstan	-	2,2	8,6	8,1	9,4	9,2	11,0
Arabie Saoudite	20,4	15,2	10,3	8,7	6,9	7,5	9,0
Iran	10,5	5,2	6,9	6,7	6,6	4,5	5,4
Libye	1,7	2,4	4,5	4,2	5,2	6,8	8,2
Angola	0,7	1,9	4,2	3,2	4,9	5,7	6,8
Royaume-Uni	9,3	9,9	4,4	6,5	4,8	3,1	3,7
Azerbaïdjan	-	0,6	1,4	2,2	3,8	2,9	3,5
Irak	-	7,2	1,4	3,5	3,0	2,9	3,5
Nigeria	5,7	4,8	2,8	4,0	2,2	4,4	5,3
Algérie	2,6	3,5	5,4	3,5	2,1	3,7	4,5

Source : MEEDEM

Le pétrole est une marchandise qui se transporte aisément dans un marché totalement mondialisé. En cas de défaillance d'un fournisseur, la capacité de production excédentaire disponible au niveau mondial – de l'ordre de 6 millions de barils par jour aujourd'hui – devrait permettre de maintenir sans difficulté le niveau d'approvisionnement.

(1) Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège et Danemark.

La sécurité d’approvisionnement de la France repose également sur sa position géographique et ses nombreuses façades maritimes : l’essentiel de l’approvisionnement est réalisé par tankers dont les cargaisons sont aisément substituables. Contrairement aux pays enclavés, la France ne dépend pas d’un ou d’un nombre restreint d’oléoducs pour son approvisionnement.

Sur le long terme, la sécurité d’approvisionnement de la France sera largement conditionnée par les progrès de l’efficacité énergétique et le développement des énergies alternatives.

4.– Les enjeux de la production et du raffinage sont importants

Un niveau élevé du prix du pétrole est indispensable pour mettre en production de nouveaux gisements. Les deux principales perspectives sont, d’une part, celles des gisements en eau profonde au large des côtes de l’Afrique et du Brésil, et, d’autre part, celles des schistes bitumineux du Canada et des bruts extra-lourds du Venezuela.

La demande globale de produits pétroliers en métropole est en légère hausse en 2008 – en année pleine – à 87,7 millions de tonnes, par rapport à celle de 2007 à 87,6 millions de tonnes. Les premières tendances montrent en revanche une légère baisse en 2009 due aux effets de la crise économique.

La couverture globale des besoins par le raffinage en métropole est d’environ 90 %. Toutefois, cette situation doit être nuancée selon les produits, puisqu’elle laisse apparaître d’un côté de forts déficits et de l’autre des excédents. Ces déséquilibres offre-demande concernent les carburants, le fioul domestique et les fiouls lourds.

PRODUCTION ET CONSOMMATION DE CARBURANT EN FRANCE

(en millions de tonnes)

		2001	2003	2005	2007	2008
Essences	Demande	13,570	12,272	10,970	9,863	9,044
	Production	16,348	15,496	14,668	14,514	13,092
	Écart en %	+ 16,9 %	+ 20,8 %	+ 25,2 %	+ 32 %	+ 30,9 %
Gazole	Demande	28,684	30,081	31,048	32,958	32,662
	Production	22,613	23,289	20,631	23,774	23,899
	Écart en %	- 26,8 %	- 29,2 %	- 50,5 %	- 38,6 %	- 36,6 %
FOD	Demande	17,257	16,022	15,749	12,921	14,534
	Production	14,158	13,051	12,868	10,081	11,536
	Écart en %	- 21,9 %	- 22,8 %	- 22,4 %	- 28,2 %	- 26 %
Fiouls lourds	Demande	5,495	5,729	5,822	5,600	5,543
	Production	9,497	9,775	10,716	10,368	10,382
	Écart en %	+ 42,1%	+ 41,4 %	+ 45,7 %	+ 46 %	+ 46,6 %

Source : DGECE-MEEDEM

L’équilibre des marchés est assuré par le commerce extérieur.

Les soldes 2008 pour les principaux produits s'établissent ainsi à l'échelle mondiale:

SOLDE DES CARBURANTS EN 2008

(en millions de tonnes)

Importations nettes		
	Gazole	11,6
Exportations nettes		
	Supercarburants	6,9
	Fiouls lourds	6

Source : DGEC-MEEDEM

Le solde global des produits pétroliers s'établissait en 2008 à une importation nette de 2,6 millions de tonnes, en recul par rapport aux 3,9 millions de tonnes de 2007.

Les excédents d'essence trouvent leur débouché à l'export, notamment vers les États-Unis, mais la situation est préoccupante. De plus, elle concerne l'ensemble du raffinage européen, tout comme les déficits de gazole, dont la demande ne cesse de croître, compensés par des importations en provenance de Russie.

On peut se demander si l'appareil de raffinage français dispose encore, compte tenu de ses modifications de structure, des capacités d'investissement requises par la modification de la demande et le renforcement des contraintes environnementales. **La France se trouve, dans ce domaine comme dans d'autres domaines énergétiques, devant une « montagne » d'investissement à venir.**

B.– CHARBON : LE RENOUVEAU DE CETTE SOURCE D'ÉNERGIE

Le charbon est une énergie fondamentale dans l'approvisionnement énergétique du monde. C'est aussi une énergie d'avenir de par la bonne répartition géographique de ses réserves, au demeurant très abondantes, et en raison de ses coûts d'extraction maîtrisés. L'amplification sans doute inévitable du rôle du charbon rend encore plus nécessaires les progrès techniques à réaliser pour réduire les émissions de CO₂ des installations industrielles utilisant le charbon en grande quantité. La France dispose de compétences pour développer les technologies de capture et de stockage du CO₂ dont les marchés à l'exportation pourraient être importants à l'avenir.

1.– Le rôle essentiel du charbon dans le monde d'aujourd'hui et de demain

a) La production

Au premier rang des producteurs, la Chine a plus que doublé sa production depuis 2000 – 2,4 milliards de tonnes en 2008 – et vu sa part bondir de 33 % à 46 % de la production mondiale. Les États-Unis arrivent en 2^{ème} position avec une production d'environ un milliard de tonnes – 17 % de parts de marché, devant l'Inde avec 8 %, l'Australie 6 %, l'Afrique du Sud et la Russie 4 %.

L'Union Européenne reste encore très présente sur la carte mondiale de la production de lignite avec 53 % en 2008, principalement du fait de l'Allemagne qui détient la première place, avec une production de 175 millions de tonnes en 2008.

PRINCIPAUX PRODUCTEURS DE LIGNITE DANS LE MONDE

(en millions de tonnes)

	2006	2007	2008 ^(e)
Allemagne	861	876	870
Fédération de Russie	176	180	175
Turquie	74	71	76
Australie	61	72	72
États-unis	68	66	72
Grèce	76	71	69
Pologne	65	66	66
République tchèque	61	58	60
Serbie	50	50	48
Roumanie	37	37	37
Inde	35	36	35
Bulgarie	31	34	32
Thaïlande	26	28	29
Estonie	19	18	18
Canada	14	17	16
Autres	58	61	55
Monde	861	876	870

e : Estimation

Source : IEA, août 2009.

b) La consommation

Le marché du charbon a été très dynamique au cours de ces six dernières années : entre 2002 et 2008, la consommation de charbon affichait un taux de croissance annuel moyen d'environ +5,4 %⁽¹⁾, soit une évolution environ deux fois plus rapide que l'évolution du gaz et près de quatre fois plus rapide que celle du pétrole. Cette tendance haussière serait due à plusieurs facteurs : les tensions sur les prix du pétrole, l'importance des réserves prouvées de charbon et surtout **une forte demande chinoise pour satisfaire son économie, fortement dépendante du charbon.**

**CONSOMMATION DE CHARBON ET PART DANS LA
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE (%)**

(en millions de tonnes d'équivalent pétrole)

	1973	%	1990	2000	2005	2006	2007 ^(p)	%
Amérique du Nord	328	16,9	486	582	596	588	593	21,2
dont : Canada	15	9,6	24	32	29	29	30	11,2
États-Unis	311	18,0	458	544	558	550	554	23,7
Amérique latine	7	3,0	17	20	21	22	23	4,1
Europe et pays de l'ex-URSS	756	32,6	799	528	520	541	546	18,5
UE à 27	nd	nd	451	319	314	321	326	18,6
Allemagne	139	41,6	129	85	82	82	87	26,2
Espagne	9	17,5	19	21	20	18	20	13,9
France	29	16,2	20	15	14	13	13	5,1
Royaume-Uni	76	35,0	63	37	38	41	39	18,3
Afrique	38	18,3	74	90	101	102	106	16,9
Moyen-Orient	1	1,0	3	8	9	10	10	1,8
Extrême-Orient	330	29,6	798	1 010	1 579	1 729	1 848	45,3
dont : Chine	205	47,5	534	629	1 094	1 214	1 293	65,6
Inde	36	22,1	106	164	208	223	242	40,8
Japon	58	18,1	75	96	108	110	115	22,3
Océanie	24	36,6	36	50	58	58	56	40,0
Monde	1 484	24,3	2 213	2 288	2 884	3 050	3 182	26,5

p : provisoire

Source : AIE, août 2009

(1) BP Statistical Review of World Energy, juin 2009.

Avec près de 2 Gtep⁽¹⁾, la production d'électricité et de chaleur est le premier secteur consommateur de charbon, avec une part de marché d'environ 65 %. **Le charbon est de loin le premier combustible utilisé pour la production d'électricité dans le monde, avec 42 % du mix-électrique, soit deux fois l'électricité produite à base de gaz naturel.** Le charbon assure la moitié de la production électrique des États-Unis et de l'Allemagne, plus des deux tiers en Inde, 81 % en Chine et atteint même 93 % en Pologne.

Ces chiffres montrent à quel point la production d'électricité dans les principales économies mondiales est encore largement émettrice de gaz à effet de serre et souligne en revanche les très faibles émissions de gaz à effet de serre de la production d'électricité essentiellement d'origine nucléaire. Cette remarque n'est pas anodine au moment du débat sur la définition de l'assiette de la future taxe carbone dans notre pays.

c) Le commerce extérieur du charbon

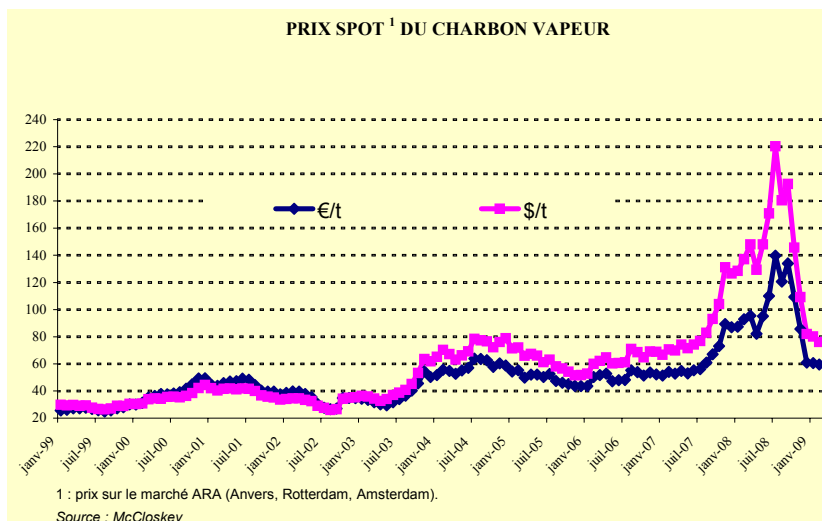
Le charbon étant d'abord consommé là où il est produit, cette énergie donne lieu à des échanges internationaux assez limités – moins de 16 % de la production en 2008, l'essentiel se faisant par voie maritime.

Depuis 2003, on assiste à une flambée des prix qui s'est fortement accentuée en 2008. En moyenne sur l'année, le prix spot du charbon vapeur affichait 149 dollars la tonne sur le marché ARA⁽²⁾, soit un bond de + 72 % sur un an, après une augmentation de 36 % en 2007. Mesurée en euro, cette hausse est atténuée du fait de l'appréciation de la monnaie européenne durant cette période : 101 euros la tonne CAF⁽³⁾, soit un bond de + 61 %, après + 24 % en 2007. Mais l'année 2008 a été contrastée : après une ascension rapide des prix jusqu'en septembre, avec un record historique en juillet à 220 dollars la tonne, le prix s'effondre à partir d'octobre et tombe à 82 dollars la tonne en décembre, soit une perte de 138 dollars en cinq mois (cf. graphique ci-dessous). Cette chute – due à la crise économique et à l'effondrement de la demande induite – ne doit pas masquer une tendance haussière qui devrait perdurer. Les prix devraient se situer autour de 110 dollars la tonne à l'horizon 2050 selon les estimations.

(1) Gigatonne équivalent pétrole.

(2) Anvers, Rotterdam, Amsterdam.

(3) Coût, assurance et fret.



Cette flambée des prix s'explique principalement par une forte demande due d'une part à des transferts vers le charbon, dont les réserves prouvées sont très importantes, de préférence au pétrole et d'autre part aux besoins croissants de l'économie chinoise.

2.– La recherche et développement sur le captage et le stockage du CO₂

Le 15 mars 2006, le premier pilote européen de captage de gaz carbonique sur une centrale électrique au charbon a été inauguré au Danemark. Une partie des gaz émis par la centrale est désormais captée, dans le cadre d'un projet communautaire de R&D piloté par l'institut français du Pétrole (IFP).

Depuis plusieurs années, les pouvoirs publics français financent des projets sur le thème du captage et du stockage du gaz carbonique, notamment en s'appuyant sur le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), sur l'IFP, sur le réseau de recherche des technologies pétrolières et gazières (RTPG) ou sur l'agence de l'Environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Les partenaires industriels sont l'important secteur parapétrolier français qui a notamment développé l'expertise de l'injection souterraine de CO₂, ALSSTOM et Air Liquide et les utilisateurs actuels et futurs dans la production d'électricité, la sidérurgie, le raffinage et les cimenteries principalement : EDF, GDF Suez, Total, Arcelor-Mittal, Lafarge.

La technique d'injection du CO₂ dans les puits pour faciliter l'extraction du pétrole et du gaz est utilisée depuis longtemps. Cependant, face au réchauffement climatique, ingénieurs et scientifiques ont adapté cette technique pour stocker définitivement le CO₂ sous terre, dans des poches ou des puits vides.

Total a annoncé en 2005 un projet de captage et de stockage géologique du CO₂ sur le site de Lacq (région Aquitaine) où les travaux ont démarré au deuxième semestre 2008. Les premiers essais ont eu lieu au cours du mois octobre 2009.

La Commission européenne a, pour sa part, mis en place une plate-forme technologique relative aux centrales thermiques à énergies fossiles zéro émission. Cette plate-forme a pour objectif que toutes les nouvelles centrales thermiques à énergies fossiles qui démarrent dans l'Union à partir de 2020 n'émettent plus (ou quasiment plus) de CO₂.

La disponibilité commerciale de technologies fiables et compétitives dans des environnements diversifiés devrait intervenir dans la période 2015-2020. Les technologies existantes doivent être améliorées, notamment pour la combustion, la séparation des gaz, la modélisation du comportement du CO₂ en stockage géologique, les techniques de surveillance des stockages géologiques.

Enfin, la croissance de la consommation d'électricité suit le rythme de la croissance économique et, en 2050, la production totale d'électricité sera donc quatre fois plus importante que de nos jours. Un charbon – de plus en plus transformé grâce aux nouvelles technologies avancées – redevenant une source importante d'électricité, est appelé de ce fait à devenir un véritable enjeu économique et géopolitique.

C.– GAZ NATUREL : UN SUBSTITUT AU PÉTROLE ?

Le gaz naturel est une énergie primaire en plein développement, dans l'industrie et pour les usages domestiques. L'importance des réserves mondiales de gaz naturel, la souplesse d'utilisation de cette énergie, sa faible teneur en polluants, la possibilité de le transporter par gazoduc ou sous forme liquéfiée expliquent sa percée dans l'approvisionnement énergétique du monde. Toutefois deux limitations fortes à son utilisation ne doivent pas être oubliées, d'une part la concentration des réserves dans des zones à fortes contraintes géopolitiques, et, d'autre part, les émissions de gaz à effet de serre, liées à son extraction et à son usage.

1.– Les contraintes d'approvisionnement et la volatilité des prix

a) Approvisionnement : investir et sécuriser

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière depuis 1973. De 1973 à 2007, ces marchés ont connu une croissance moyenne de 2,7 % par an (source : AIE⁽¹⁾). La consommation mondiale de gaz s'est élevée à 3 018,7 milliards de m³ en 2008, en progression de 2,5 % par rapport à 2007.

(1) Agence Internationale de l'Énergie.

À l'avenir, la consommation mondiale de gaz devrait continuer à progresser, même à un taux réduit, vu les avantages spécifiques du gaz par rapport aux autres énergies fossiles – gain en émissions de CO₂ notamment. Selon l'Agence internationale de l'énergie, cette croissance de la consommation devrait être portée principalement par l'Afrique, l'Amérique Latine et l'Asie, avec des taux annuels supérieurs à 2,5 %. Les marchés européens et nord-américains membres de l'OCDE resteront cependant les plus gros marchés sur la période – représentant 43 % de la consommation finale de gaz en 2030. En Europe et aux États-Unis, la consommation de gaz est dynamisée, en particulier, par la production électrique, du fait notamment de la compétitivité du prix du gaz et du relativement faible coût d'investissement d'un cycle combiné au gaz comparé aux autres moyens de production centralisée d'électricité.

La fin de l'année 2008 a néanmoins connu un net ralentissement. Ainsi, sur le périmètre OCDE- Europe, les chiffres de l'AIE montrent une consommation en hausse de 5 % environ au début de l'année 2008, et un repli sensiblement équivalent au 4^{ème} trimestre. Au-delà, se pose la question de l'impact de la crise économique mondiale sur l'évolution de la demande à moyen terme.

Les réserves restent relativement abondantes – les réserves prouvées ont progressé de 70 % en 20 ans ; le ratio réserves prouvées / production est de l'ordre de 60 ans dans le gaz contre 40 pour le pétrole – mais mal réparties : la Russie, l'Iran et le Qatar détiennent à eux trois, près de 55 % des réserves mondiales.

Plus que sur l'insuffisance des réserves, l'enjeu des prochaines années porte donc principalement sur la réalisation en temps utile des investissements nécessaires à leur mise en valeur⁽¹⁾.

La crise économique actuelle pourrait, comme dans le pétrole, limiter les investissements dans l'amont en raison, notamment, de la baisse de la demande constatée en 2009 dans les pays développés. Le risque est, à moyen terme – à l'horizon 2013-2015, d'être confronté à des tensions sur l'offre, alors que la croissance sera revenue. Il faut en outre noter que la demande connaît toujours une forte progression en Indonésie et en Chine respectivement 11,5 et 15,8 % en 2008.

Par ailleurs, il existe toujours, à plus long terme, un risque de « cartélisation » si le Forum des pays exportateurs de gaz qui regroupe 14 pays venait à se renforcer, ce qui revient périodiquement sur le devant de l'actualité mais sans aboutir pour le moment.

Le gaz peut être transporté soit sous forme liquéfiée dans des méthaniers, soit par gazoducs. Dans ce dernier cas, les crises entre la Russie et le Belarus en janvier 2007 et surtout entre la Russie et l'Ukraine en janvier 2006 et janvier 2009, ont montré le risque de transit.

(1) Selon le rapport « World Energy Outlook » de l'AIE pour 2008, les investissements cumulés de 2007 à 2030 dans le secteur du gaz devraient s'élever à 5 500 Mds €, dont environ 420 Mds € en Europe.

b) Des prix volatiles

Deux grands types de formules de prix existent pour le gaz :

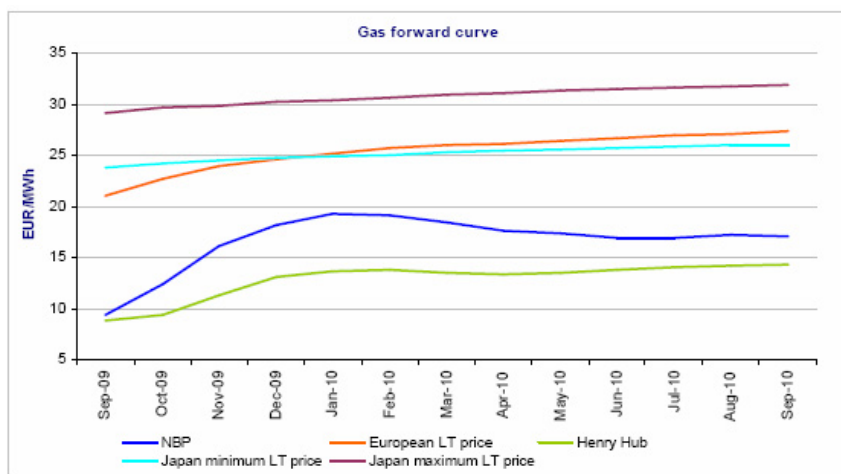
- certaines sont indexées sur ceux du pétrole et des produits pétroliers, comme c'est majoritairement le cas en France. Les prix suivent, avec un retard d'environ six mois en Europe, ceux du pétrole ;

- d'autres font référence à des cotations « spot » où le prix est déterminé par le jeu de l'offre et de la demande sur des marchés organisés. C'est le cas au Royaume-Uni où les prix sont très volatils.

Ces deux types de formules devraient perdurer à court et moyen terme.

Depuis le début de l'année 2009, les prix du gaz ont fortement baissé. C'est la conséquence de la baisse des prix du pétrole depuis mi-2008, et d'autre part de la faiblesse de la demande dans le contexte de crise économique. Toutefois, les perspectives d'amélioration de la situation économique constatées au cours de l'été 2009 alimentent une tendance haussière des prix du gaz pour le second semestre 2009 et pour 2010, ainsi qu'illustré ci-dessous :

ÉVOLUTION DU PRIX DU GAZ



(source : Gaselys ⁽¹⁾) :

Selon les données du Groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié (GIIGNL), le commerce international du GNL a augmenté de 0,8 % en 2008 par rapport à 2007. Avec un volume de 215 milliards de m³ en 2008, le marché du GNL a vu sa progression ralentir en comparaison du taux de croissance de 2,5 % du marché gazier global. En 2007, le marché du GNL avait augmenté de 7,6 %.

(1) Filiale de GDF SUEZ et de la Société générale.

Selon GIIGNL, le Qatar domine largement le marché avec une production de 37,4 milliards de m³ en 2008, soit une hausse de 3,3 % par rapport à 2007. La Malaisie reste en seconde position avec 27,5 milliards de m³, toujours devant l'Indonésie, 25,1 milliards de m³, qui affiche un nouveau déclin de 1,8 % après celui de 6,9 % en 2007. L'Algérie décline également à 20,1 milliards de m³ contre 22,4 milliards de m³ en 2007. Les exportations égyptiennes sont globalement restées stables à 13,6 milliards de m³, toujours en raison de l'augmentation de la demande intérieure. Enfin, le Nigeria reste orienté à la hausse avec 20,7 milliards de m³ malgré l'insécurité qui pénalise la production du pays, et l'Australie affiche une augmentation de 1,5 %, à 18,6 milliards de m³.

Avec plus de 39 % des importations mondiales, le Japon reste le premier acheteur de GNL. Il est suivi par la Corée du Sud (16,8 %) et l'Espagne (12,9 %), des positions qui restent inchangées par rapport à 2007. De son côté, l'Union européenne affiche une part de marché globale de 22,5 %, en hausse par rapport à 2007 (21 %). La France reste par ailleurs le second importateur de GNL en Europe derrière l'Espagne, avec 5,4 % des importations mondiales. Pour sa part, le marché américain aura très largement chuté en 2008, passant de 20,8 Gm³ à seulement 9,3 Gm³, soit une baisse de 55 %, chiffres expliqués notamment par les prix élevés rencontrés dans le bassin pacifique et en Europe, plus attractif pour les cargaisons de GNL. À noter enfin que l'Argentine est devenue le premier pays d'Amérique du Sud à importer du GNL en juin 2008.

Pour les pays importateurs, le développement du GNL répond souvent à un besoin de flexibilité, et de diversification des approvisionnements. Son développement est également favorisé par l'éloignement croissant entre les gisements et les lieux de consommation, qui rendent le GNL compétitif par rapport aux gazoducs.

2.– La dépendance européenne vis-à-vis du gaz naturel russe

La consommation de l'Union européenne a été de 490,1 milliards de m³ en 2008, en hausse de 1,6 % par rapport à 2007. La zone représente cette année 16,2 % de la consommation mondiale. On distingue en fait plusieurs types de pays au sein de l'Union européenne :

- ceux où le développement du gaz est relativement ancien : la consommation de gaz semble y avoir atteint un plafond : France, Benelux, Allemagne, Royaume-Uni ;

- ceux où le développement du gaz est plus récent : ces pays tirent la consommation gazière de l'Europe, tout particulièrement l'Espagne ;

- la consommation des pays d'Europe centrale et orientale connaît une évolution hétérogène, avec parfois des hausses significatives comme en Pologne.

La production des pays européens a été de 190,3 milliards de m³ en 2008, soit une hausse de 1,2 % par rapport à 2007. Malgré le déclin des productions polonaise (- 6,6 %) italienne (- 6,1 %) et anglaise (- 3,7 %), l'augmentation de la production néerlandaise (+ 11,2 %) a permis de conserver un niveau de production globalement stabilisé. La tendance depuis dix ans est néanmoins à la baisse (- 20 %).

Les importations de gaz de l'Union européenne ont représenté environ 300 milliards de m³ en 2008, dont 50 Gm³ sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). En 2006 - dernières données disponibles, **les principaux fournisseurs de l'Union étaient la Russie pour 42 %**, la Norvège pour 24 %, l'Algérie pour 18 % et le Nigéria pour 5 %.

Dans le cadre de sa deuxième revue stratégique de l'énergie en novembre 2008, l'Union européenne a actualisé ses scénarios gaziers à l'horizon 2020. Elle distingue un scénario tendanciel et un scénario « environnemental », tenant compte des politiques de l'Union européenne, notamment en matière de lutte contre le changement climatique.

- Dans le scénario tendanciel, la consommation gazière de l'Union européenne poursuit sa progression pour atteindre 514 à 585 milliards de m³ en 2020, en fonction des hypothèses sur le prix du pétrole, contre 490 milliards de m³ aujourd'hui. Dans le scénario environnemental, la consommation de gaz de l'Union est comprise entre 400 et 462 milliards de m³.

- Dans le même temps, les scénarios de l'Union européenne prévoient une forte baisse de la production gazière interne, qui se situerait autour de 120-130 milliards m³/an, contre 190 Gm³ aujourd'hui.

- Le besoin d'importation connaîtrait alors une hausse très significative. Les besoins seraient de 383 à 452 milliards de m³/an, contre 300 aujourd'hui. Il reste cependant très proche de son niveau actuel dans le scénario environnemental autour de 284 à 337 milliards de m³/an.

L'hypothèse d'un recours accru aux importations n'est donc pas à exclure. Le Qatar devrait, dans les années à venir, compter parmi les nouveaux grands importateurs en Europe grâce aux nouvelles capacités de liquéfaction qui sont actuellement mises en route. Au-delà, le maintien de l'effort d'investissement dans l'amont gazier et dans les infrastructures de transport, malgré la crise économique actuelle, est essentiel pour garantir à plus long terme notre sécurité d'approvisionnement.

L'importance des économies d'énergie prend ici tout son sens du fait d'une dépendance accrue envers des sources d'énergie non renouvelable.

3.– L'essor de la production électrique à partir de gaz naturel

De nombreux opérateurs ont fait part de leur intention de construire et exploiter des cycles combinés à gaz (CCG) en France dans les prochaines années. RTE recense 22 projets de CCG ayant accepté une proposition technique et financière de raccordement au réseau de transport. Néanmoins, parmi ces nombreux projets, il est difficile de préciser ceux qui aboutiront et pour chacun d'eux la date de mise en service industrielle.

En plus de ces projets, la centrale à cycle combiné DK6 de Dunkerque, d'une puissance installée de 790 MW, dont 530 MW pour GDF Suez, valorise depuis 2006 les gaz sidérurgiques de l'usine Arcelor-Mittal de Dunkerque.

Dans l'Union européenne à 15, la puissance installée en centrale à gaz devrait passer⁽¹⁾ de 154 GW en 2006 à plus de 190 GW en 2010. À l'horizon 2015, de nouveaux cycles combinés à gaz devraient être mis en service pour une puissance de 17 GW en Italie, de 9 GW en Espagne, de 4 GW en Allemagne, de 3.4 GW au Royaume Uni et de 1,7 GW aux Pays-Bas.

En tout état de cause, l'essor de la production électrique à partir de cycles combinés à gaz s'accompagnera d'une augmentation des émissions de CO₂. Cette question devra être traitée dans le cadre des négociations sur le climat à Copenhague en décembre 2009.

4.– Le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a notamment permis l'ouverture complète des marchés de l'énergie, et en particulier du gaz.

LA LOI RELATIVE AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE N° 2006-1537 DU 7 DÉCEMBRE 2006

Cette loi instaure un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel, à l'instar de celui qui existe déjà, en faveur des consommateurs vulnérables, pour l'électricité. Il vise à faire bénéficier les consommateurs domestiques remplissant certaines conditions de revenus d'une réduction sur les tarifs de vente de gaz naturel. La fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité concerne tous les fournisseurs de gaz naturel, et non uniquement les opérateurs historiques, à la différence du tarif de première nécessité électrique.

Tous les fournisseurs seront assujettis à une contribution sur le kWh vendu, puis compensés à hauteur des coûts qu'ils supportent du fait de l'alimentation de leurs clients à ce tarif spécial de solidarité.

(1) Source : CERA (Cambridge Energy Research Associates), juin 2007.

Après examen par le Conseil supérieur de l'énergie, la CNIL, le Conseil de la concurrence, la Commission de régulation de l'énergie et le Conseil d'État, les deux décrets d'application ont été publiés au Journal officiel du 14 août 2008. Ils ont été élaborés en concertation avec les acteurs du marché : le premier porte sur le dispositif lui-même (*décret relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité*), le second sur les mécanismes de mutualisation et de compensation des charges induites (*décret relatif à la compensation des charges de service public portant sur la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité*).

D.- ÉLECTRICITÉ : UNE CONSOMMATION DYNAMIQUE QUI NÉCESSITE D'IMPORTANTES INVESTISSEMENTS

La France dispose d'une situation privilégiée dans le domaine de la production d'électricité. En 2008, son parc de 58 réacteurs nucléaires a assuré 76,9 % de la production électrique totale. Un ensemble de centrales hydroélectriques a fourni 12 % du total. Les deux filières offrent des coûts de production extrêmement bas. **De plus ce parc de production permet que près de 80 % de l'électricité produite en France le soit sans émissions de gaz à effet de serre.**

Pour autant, dans des marchés ouverts à la concurrence, les prix de l'électricité sont en augmentation, ce qui a conduit à la mise en place de différents mécanismes correcteurs.

1.- Les perspectives de l'hydroélectricité

La production hydroélectrique annuelle de la France s'élève en moyenne à 70 TWh par an, soit environ 12 % de la production totale.

L'hydroélectricité est actuellement dans une phase de stagnation : il n'y a pas eu de développement significatif depuis 2002.

Pour la petite hydroélectricité⁽¹⁾, moins de 10 MW ont ainsi pu être développés depuis 2002. Les installations les plus rentables ont déjà été réalisées. Le renforcement des dispositions de protection de milieux aquatiques pèse aussi sur la faisabilité technique et économique des projets.

Dans le cadre de la révision des schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE), le potentiel hydroélectrique a fait l'objet dans le courant de l'année 2007 d'une analyse détaillée dans chacun des bassins hydrographiques. Cette analyse a mis en évidence un potentiel théorique additionnel d'environ 57 TWh par an. En déduisant de ce potentiel théorique celui des zones bénéficiant de protection environnementale limitant les possibilités de nouveaux projets hydroélectriques, seuls 13 TWh par an de ce potentiel sont mobilisables.

(1) Barrages d'une puissance inférieure à 4,5 MW.

En plus des ouvrages neufs, le Gouvernement encourage l'équipement par des turbines des ouvrages existants sur les cours d'eau mais ne faisant pas l'objet d'une exploitation hydroélectrique ainsi que la modernisation et le suréquipement des ouvrages hydroélectriques existants permettant ainsi de développer un potentiel sans impact supplémentaire pour les milieux aquatiques.

Par ailleurs, le changement de statut d'EDF en société anonyme et l'abrogation du droit de préférence pour le renouvellement des concessions hydroélectriques par la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques vont conduire à généraliser la mise en concurrence des concessions hydroélectriques à l'occasion de leur renouvellement.

La procédure de renouvellement devrait s'étaler sur cinq ans avec un appel à candidature trois ans avant la fin de la concession. Les premières concessions hydroélectriques seront mises en concurrence à la fin de l'année 2011. Cette liste pourra être complétée en cas d'anticipation de la fin de certaines concessions, notamment dans le cadre d'éventuels regroupements de concessions hydroélectriques interdépendantes dans une vallée.

CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES MISES EN CONCURRENCE AVANT LA FIN 2012

Nom usuel du titre	Cours d'eau principal	Départements	Puissance (MW)	Fin de concession
Sautet-Cordeac	Drac	38 / 05	110	31-déc-2011
Lac Mort	Morte Grand-rif et affluents	38	20	21-févr-2012
Lassoula/Tramezaygues	Nestes de Caillaouas Clarabide et Lapès	65	56	13-avr-2012
Brommat	Truyère	12 / 15	497	31-déc-2012
Sarrans	Truyère	12 / 15	203	31-déc-2012
Haute Dordogne	Dordogne	15 / 19 / 63	470	31-déc-2012
Vallée d'Ossau	Gave d'Ossau et affluents	64 / 65	274	31-déc-2012
Geteu	Gave d'Ossau	64 / 65	13	31-déc-2012
Castet	Gave d'Ossau	64 / 65	2	31-déc-2012
Rophemel	Rance	22	6	31-déc-2012
Thuès	Têt	66	8	31-déc-2012
Olette	Têt	66	11	31-déc-2012
Cassagne et Fontpedrouse	Têt	66	19	31-déc-2012

Source : DGEC, MEEDDAT

Par ailleurs, les dernières concessions, pour lesquelles le renouvellement a été engagé alors qu'EDF était encore un établissement public et qui n'ont ainsi pas fait l'objet d'une mise en concurrence, devraient être prochainement renouvelées.

2.– L'évolution de la consommation d'électricité

L'article 6 du titre II de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité indique qu'un « *bilan prévisionnel pluriannuel [doit être] établi au moins tous les 2 ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport* ». Ce bilan prévisionnel établi par Réseau de transport d'électricité (RTE) relève exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement et joue, à ce titre, un rôle d'information et d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production. Les données présentées ci-dessous sont issues du dernier bilan prévisionnel de RTE publié en juillet 2009.

En moyenne sur la période 2001-2007, la consommation d'électricité corrigée du climat a connu une croissance d'environ 1,4 % par an. En 2008, la consommation a augmenté de plus de 1 % malgré le début de la crise économique. Cette croissance est portée par les consommations de la petite industrie, des secteurs tertiaire et résidentiel : dans ces secteurs, la progression de la consommation d'électricité est supérieure à 2 % par an en moyenne depuis 2001. Au contraire, en dix ans (1997-2007), la consommation de la grande industrie a baissé de 4 TWh. La crise économique actuelle aggrave cette tendance, et le niveau de consommation industrielle d'avant crise ne sera pas rattrapé avant plusieurs années.

Dans son scénario « Référence », RTE évalue la croissance de la consommation d'électricité à +0,9 % par an sur la période 2008 – 2015 puis +0,8 % sur la période 2016 – 2025. Ce scénario conduit à une consommation annuelle en énergie de 516 TWh en 2015, 535 TWh en 2020 et 559 TWh en 2025 en France continentale. **Dans ce scénario, dit « Référence », la croissance de la consommation dans l'industrie suit un rythme modéré de 0,7 % par an.** Le secteur tertiaire, avec un taux annuel moyen de 1,1 % jusqu'en 2020 puis 0,6 % ensuite, constitue un des moteurs de la croissance des consommations d'électricité. Quant au secteur résidentiel, dont le rythme de croissance est encore fort actuellement, les orientations du Grenelle de l'environnement devraient l'infléchir, ramenant le taux annuel moyen à 1,3 % jusqu'en 2020, et 0,8 % au-delà.

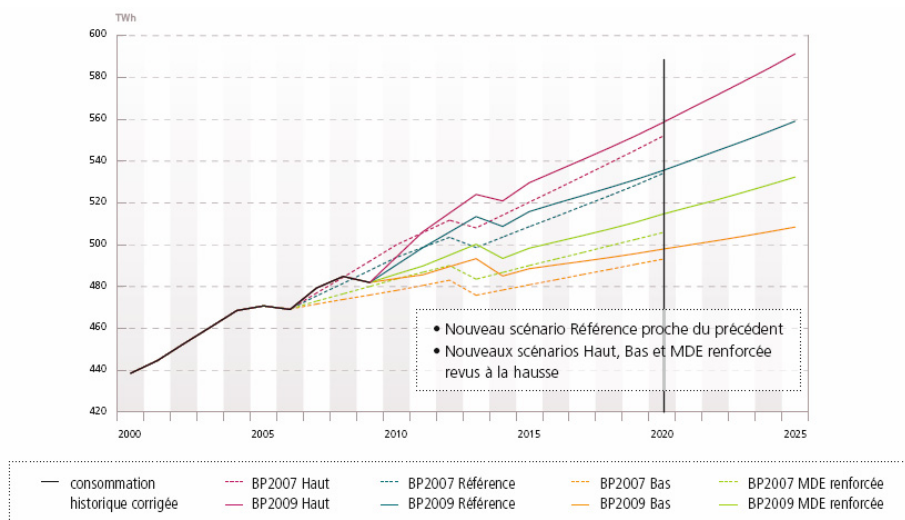
Trois autres scénarios ont été élaborés par RTE, encadrant la demande du scénario « Référence » à l’horizon 2025 :

– un scénario « Haut », dans lequel on retient une démographie plus forte et une maîtrise de la demande moins soutenue, qui conduit à 530 TWh en 2015, 558 TWh en 2020 et 591 TWh en 2025 ;

– un scénario « MDE renforcée » qui se distingue du scénario « Référence » uniquement par une accélération, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, de la maîtrise de la demande globale d’énergie et qui conduit à 498 TWh en 2015, 515 TWh en 2020 et 532 TWh en 2025 ;

– un scénario « Bas », cumulant les effets d’une croissance faible et d’une démographie basse, qui conduit à 489 TWh en 2015, 498 TWh en 2020 et 509 TWh en 2025. À titre de comparaison, la consommation d’électricité en France en 2008 était de 469 TWh.

SCÉNARIIS D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ



Tous les scénarios de prévisions prennent en compte à des degrés divers d’efficacité des dispositions de la maîtrise de la demande d’énergie (MDE) avec différentes modalités de traduction concrète des mesures proposées dans les deux projets de loi Grenelle.

RTE prévoit dans son bilan prévisionnel une croissance rapide de la puissance électrique appelée à la pointe de demande, notamment lors des vagues de froid. Ainsi, la pointe « à une chance sur dix » – c’est-à-dire qui a une chance sur dix de se produire au cours de l’hiver d’une année donnée – associée au scénario « Référence » devrait atteindre 104 GW en 2015 et 108 GW en 2020. Ces

prévisions de puissance sont à comparer au niveau maximal de consommation nationale réalisé à ce jour de 92,4 GW atteint lors d'une vague de froid le 7 janvier 2009.

Enfin, l'instauration de la taxe carbone et l'exclusion de la consommation d'électricité de l'assiette fiscale risquent de provoquer un basculement des consommateurs vers cette forme d'énergie et accentuer la fréquence et l'intensité des pics de consommation. **Cette exclusion s'explique par le fait que la production d'électricité n'émet pas de gaz carbonique. Néanmoins, l'État devra être vigilant et s'assurer d'anticiper les conséquences d'un tel glissement.**

3.– L'actualité du nucléaire

La production nucléaire s'est élevée à 418,3 TWh en 2008 – 76,2 % de la production nationale d'électricité, en diminution de 0,1 % par rapport à 2007. Au cours des cinq dernières années, la part de l'électricité d'origine nucléaire a évolué de la façon suivante dans la production nationale d'électricité :

2004	2005	2006	2007	2008
77,8 %	78,2 %	78,1 %	76,9 %	76,2 %

En attente de la mise en service d'un premier réacteur EPR à Flamanville à l'horizon 2012 et d'un second réacteur EPR à Penly à l'horizon 2017, la production nucléaire devrait être stable. La part du nucléaire dans la production électrique nationale devrait donc très légèrement diminuer, notamment dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables.

Le détail des taux de disponibilité figure ci-dessous.

(en %)

Coefficient de disponibilité	2008	Jan/Juin 2009
REP 900	80,5	82,3
REP 1 300	75,7	85,5
REP 1 450	87,8	63
Total	79,2	81,8

Le taux de disponibilité moyen du parc diminue en 2008 par rapport à 2007 – 79,2 % en 2008 contre 80,2 % en 2007. Cela est notamment dû à des arrêts de tranches plus importants en raison du traitement du colmatage sur les générateurs de vapeur et à des aléas rencontrés sur les stators de certaines turbines affectant notamment le palier 1 300 MW. La baisse notable du coefficient de disponibilité du palier 1 450 MW au cours du 1^{er} semestre 2009 s'explique par l'arrêt pour maintenance lourde de trois tranches sur les quatre du palier – une visite décennale et deux visites partielles.

EDF a pour objectif d'exploiter ses centrales nucléaires pendant au moins 40 ans, durée utilisée pour les amortissements comptables. Sur un plan technique, d'importants travaux de R&D sont consacrés à l'étude du vieillissement des installations pour démontrer l'acceptabilité d'une durée de vie de 50, voire 60 ans, pour les composants non remplaçables, la cuve du réacteur en premier lieu.

Les troisièmes visites décennales, effectuées après trente années de fonctionnement, revêtiront dans ces conditions une importance critique. C'est en effet à l'issue de chaque visite que l'autorité de Sûreté nucléaire (ASN) donnera, au cas par cas, son autorisation de poursuivre l'exploitation.

Le tableau suivant indique les dates de ces visites pour chaque réacteur du parc d'EDF, qui ont commencé en 2008 à Tricastin, en 2009 à Fessenheim et en 2010 à Bugey. **Le Rapporteur spécial n'a pas pu obtenir les résultats des troisièmes visites décennales réalisées.**

DATES DES VISITES DÉCENNALES DES RÉACTEURS DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE D'EDF

		VD1	VD2	VD3			VD1	VD2	VD3
Bugey	Tranche 2		2000	2010	Chinon B	Tranche 1		2003	2013
	Tranche 3		2002	2012		Tranche 2		2006	2016
	Tranche 4		2001	2011		Tranche 3		2009	2019
	Tranche 5		2001	2011		Tranche 4		2010	2020
Fessenheim	Tranche 1		1999	2009	Paluel	Tranche 1		2006	2016
	Tranche 2		2000	2010		Tranche 2		2005	2015
Tricastin	Tranche 1		1998	2008	Flamanville	Tranche 3		2007	2017
	Tranche 2		2000	2010		Tranche 4		2008	2018
	Tranche 3		2001	2011		Tranche 1		2008	2018
	Tranche 4		2004	2014		Tranche 2		2008	2018
Gravelines	Tranche 1		2001	2011	St Alban	Tranche 1		2007	2017
	Tranche 2		2002	2012		Tranche 2		2008	2018
	Tranche 3		2001	2011	Cattenom	Tranche 1		1997	2006
	Tranche 4		2003	2013		Tranche 2		1998	2008
	Tranche 5		2006	2016		Tranche 3		2001	2011
	Tranche 6		2007	2017		Tranche 4		2002	2012
Dampierre	Tranche 1		2000	2010	Belleville	Tranche 1		1999	2009
	Tranche 2		2002	2012		Tranche 2		1999	2009
	Tranche 3		2003	2013	Nogent	Tranche 1		1998	2008
	Tranche 4		2004	2014		Tranche 2		1999	2009
Blayais	Tranche 1		2002	2012	Penly	Tranche 1		2002	2012
	Tranche 2		2003	2013		Tranche 2		2004	2014
	Tranche 3		2004	2014	Golfèch	Tranche 1		2001	2011
	Tranche 4		2005	2015		Tranche 2		2004	2014
Saint Laurent	Tranche 1		2005	2015	Chooz B	Tranche 1		2010	
	Tranche 2		2003	2013		Tranche 2		2009	
Cruas	Tranche 1		2005	2015	Civaux	Tranche 1		2011	
	Tranche 2		2007	2017		Tranche 2		2012	
	Tranche 3		2004	2014					
	Tranche 4		2006	2016					

Source : DGEC, MEEDDAT

4.– La construction de l'EPR de Flamanville

Après les travaux préparatoires qui avaient débuté en août 2006, les travaux de construction des bâtiments de la future centrale nucléaire EPR de Flamanville se poursuivent. La situation à ce jour concernant les principaux bâtiments est la suivante :

– pour le bâtiment réacteur, la deuxième levée de l'enceinte externe a été bétonnée début août, de même que le premier plot du radier des structures internes. Les opérations de ferrailage sont soldées ;

– pour la salle des machines, la charpente principale est réalisée à plus de 90 %, les travaux de pose de la couverture ont débuté et l'installation du pont roulant de 300 tonnes a été réalisée le 4 juillet ;

– pour la station de pompage, le premier jeu de tuyauteries correspondant à la première levée du radier est en cours de soudage. Le bétonnage du radier a débuté.

Vis-à-vis de l'ouvrage de rejet en mer, le creusement du puits en mer s'est terminé en septembre dernier. Le diffuseur en mer a été mis en place et scellé. Le creusement de la galerie de rejet par le tunnelier a débuté fin juin 2009. Les remorques composant le convoi sont mises en place au fur et à mesure du creusement du tunnelier. Les travaux de forage vont durer plusieurs mois.

L'ampleur du chantier EPR réclame la présence à ce jour de 1 800 salariés EDF et prestataires. Ils seront de l'ordre de 2 500 d'ici un an.

a) Avancement des fabrications des gros composants en usine

La fabrication des « gros composants » de la future centrale EPR de Flamanville 3 se poursuit dans les usines des principaux fournisseurs – AREVA, ALSTOM – sous la surveillance de l'ASN et d'ingénieurs spécialisés d'EDF.

Les matériels auxiliaires composant les différents circuits de la tranche EPR sont également lancés en fabrication – échangeurs, réservoirs, tuyauteries. Les premières livraisons sur site ont eu lieu.

Les principaux matériels de manutention ou d'accès sont également en cours de fabrication – pont polaire du réacteur, sas d'accès, tampon d'accès matériels – ou en phase d'installation sur le chantier. Les essais de recette des armoires du système de contrôle commande – fabriquées par AREVA – sont en cours pour vérifier la qualité de leur programmation, avant les premières livraisons sur site d'ici la fin de l'année.

Par ailleurs, la construction et les premiers essais de mise en service du simulateur de fonctionnement construit par CORYS sont achevés. Il s'agit de la première étape d'une réplique de la salle de commandes de la centrale qui permettra la formation des opérateurs en charge de son futur pilotage. Les essais de recette en usine se termineront fin août 2009.

b) Mesures d'accompagnement du grand chantier de Flamanville 3 et autres dispositions administratives

Le programme d'accompagnement du Grand Chantier a été validé par le Gouvernement et présenté aux élus par le préfet de la Manche le 30 mars 2009.

En mai, le Conseil d'État a rejeté le recours contre le DAC (dossier d'autorisation de construction) présenté par plusieurs associations.

L'enquête publique sur la construction de la ligne 400 kV s'est déroulée du 2 juin au 3 juillet 2009.

c) Analyse des événements récents sur le chantier Flamanville 3

La surveillance renforcée, déployée l'an dernier à partir du mois de juin auprès des entreprises prestataires en charge du génie civil, est maintenue sur l'ensemble du chantier.

Les problèmes liés au puits d'accès et à la galerie de rejet en mer ont été réglés grâce à la mise en place d'un tunnelier pour la reprise du creusement.

Compte tenu de la forte densité du ferrailage qui rend sensible la réalisation des activités de génie civil, des dispositions sont en cours de mise en place pour augmenter les effectifs et la cadence de construction sur le chantier.

5.– Les énergies renouvelables

L'observatoire de l'énergie piloté par le commissariat général au développement durable donne le détail de la production d'électricité française durant l'année 2008. La production totale d'électricité en France s'élève ainsi à 574,5 TWh dont 74,7 TWh issus d'énergies renouvelables.

La répartition de la production d'électricité selon les différentes sources d'énergies est la suivante.

ORIGINE DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE EN FRANCE

(en TWh)

	1980	1990	2000	2006	2007	2008
Thermique classique	126,0	48,2	53,1	60,2	62,0	60,4
Nucléaire	61,3	313,7	415,2	450,2	439,7	439,5
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	70,7	58,3	72,5	64,1	68,2	74,7
Total	258,0	420,1	540,8	574,6	569,9	574,5

Source : Commissariat général au développement durable – Soes

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables continue sa progression en 2008. En particulier la filière éolienne poursuit son développement avec une augmentation de 40 % par rapport à 2007 et de 260 % par rapport à 2006.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

(en Ktep)

Type d'énergie	Production d'électricité renouvelable	
	2006	2008
Hydraulique	4 971	5 635
Éolien	192	496
Photovoltaïque	2	5
Géothermie	67	77
Biomasse	290	338
Total non hydraulique	551	916
Total	5 455	6 474
Pourcentage non hydraulique	10,10 %	14,10 %

Source : Commissariat général au développement durable – SoeS

a) L'éolien

Pour atteindre l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, le développement de l'éolien doit être fortement accéléré. Il s'agit de passer de 2 100 MW installés fin 2007 à 25 000 MW installés en 2020. Concrètement, les quelque 2 000 éoliennes opérationnelles à la fin 2006 devraient être complétées par 6 000 éoliennes supplémentaires, pour aboutir à un total de 8 000 éoliennes en 2020.

Ceci revient à dire que le rythme d'installation d'éoliennes en France devrait passer **de 800 MW par an, chiffre observé en 2007, à 1 600 MW par an**. Une telle progression suppose que les freins soient desserrés et non pas renforcés.

Le Rapporteur spécial appelle à l'ouverture d'un débat, notamment au sein de la commission des Finances, sur le coût du soutien à l'éolien pour EDF dans un contexte d'ouverture croissant du marché de l'électricité ainsi que sur la question des paysages.

b) Le solaire photovoltaïque

Le développement du solaire photovoltaïque est un enjeu technologique majeur des prochaines années. Des ruptures technologiques sont en passe d'être réussies. La technique des couches minces devrait augmenter considérablement les rendements des cellules et abaisser significativement les coûts des panneaux photovoltaïques.

En complément au soutien à la recherche, il est indispensable de développer le marché des applications domestiques et collectives.

Le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque propose un tarif de base et une majoration pour les dispositifs intégrés au bâti ⁽¹⁾ selon le tableau ci-après.

TARIF DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE

(en euros/MWh)

	Tarif de base	Prime à l'intégration
Métropole continentale	300	250
Corse, DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon, Mayotte	400	150

Source : Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité photovoltaïque

Il semble en tout état de cause nécessaire de créer un tarif intermédiaire s'appliquant aux installations de toiture qui ne sont pas intégrées au bâti et viennent en superposition d'un toit classique. L'installation de panneaux intégrés se substituant à des composants classiques est en effet techniquement malaisée et génère des litiges difficilement arbitrables en cas d'avarie.

Enfin, une réflexion devrait être conduite pour déterminer un tarif susceptible d'encourager le développement de centrales solaires au sol.

6.– L'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a eu, notamment, pour objet de permettre l'ouverture complète des marchés de l'énergie au 1^{er} juillet 2007, conformément aux directives européennes 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003. Depuis cette date, les consommateurs sont tous libres de choisir leur fournisseur d'électricité et de gaz.

La loi met en place un dispositif protecteur des intérêts des consommateurs d'énergie : ceux qui le souhaitent continueront à bénéficier des tarifs réglementés de l'électricité et du gaz. Un tarif spécifique de vente de gaz est créé au bénéfice des plus démunis, sur le modèle du tarif de première nécessité qui existe déjà pour l'électricité.

De plus, des dispositions améliorent la protection et l'information des consommateurs d'énergie et permettent le développement d'offres commerciales dans un cadre lisible et sécurisant pour tous.

La création d'un médiateur national de l'énergie va également dans le sens d'une meilleure prise en compte des intérêts des consommateurs.

(1) Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées à 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

Enfin, conformément aux directives, la séparation juridique des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz desservant plus de 100 000 clients est organisée.

Par ailleurs, la loi prévoit, tout en garantissant la pérennité des intérêts stratégiques de la Nation, la possibilité d'une baisse de la participation de l'État au capital de Gaz de France – en restant supérieure à un tiers – afin de permettre la création d'un acteur énergétique plus important capable de contribuer efficacement à la sécurité énergétique du pays.

a) La question récurrente du tarif réglementé

La loi n° 2006-1537 instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché pour permettre aux entreprises de faire face à l'évolution rapide des prix de l'électricité.

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi de modernisation de l'économie n° 2008-776 du 4 août 2008, les entreprises qui avaient demandé le TARTAM avant le 1^{er} juillet 2007 en bénéficiaient pour une durée maximale de 2 ans. La loi de modernisation de l'économie susmentionnée a **réouvert le droit au TARTAM à l'ensemble des entreprises qui peuvent désormais en bénéficier jusqu'au 30 juin 2010.**

Un arrêté du 3 janvier 2007 a fixé le niveau de ce tarif conformément à la loi qui prévoit que le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ne peut excéder le niveau du tarif réglementé majoré de 25 %. Cet arrêté a été modifié par l'arrêté du 12 août 2009 qui a décorrélé l'évolution du TARTAM de celle des tarifs réglementés.

Les fournisseurs dont les coûts d'approvisionnement sont supérieurs au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché bénéficient d'une compensation. Cette compensation est financée en partie par la contribution aux charges de service public de l'électricité, payée par tous les consommateurs finals d'électricité, et en partie par une contribution due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée supérieure à 2000 MW. L'assiette de la compensation est constituée par le volume d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique produit.

Avant le 31 décembre 2009, le Gouvernement présentera au Parlement un rapport sur la formation des prix sur le marché de l'électricité et faisant le bilan de l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Toutefois, il est difficile d'imaginer un tarif constant au regard des nécessaires investissements que devra réaliser EDF pour maintenir une offre de bonne qualité à l'ensemble des agents.

b) La réforme annoncée du marché français de l'électricité

Suite aux nombreuses mises en garde de la Commission européenne, le Gouvernement a annoncé le 15 septembre 2009 son intention de déposer prochainement un projet de loi visant à renforcer la concurrence sur le marché français de l'électricité, tout en :

- préservant pour les consommateurs la compétitivité du parc nucléaire ;
- et en assurant les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique du pays.

Dans les faits, le projet de loi, dit « projet de loi NOME » prendrait la forme d'une mise en œuvre des conclusions de la « commission Champsaur ».

Les modalités du dispositif envisagé consistent à :

- maintenir les tarifs réglementés de vente pour les seuls ménages et les petites entreprises – plus des deux tiers de la consommation d'électricité ;
- permettre à tout fournisseur d'électricité – français et européen – de s'approvisionner auprès d'EDF, pour un volume d'électricité et un temps limités, à un prix fixé par l'État couvrant les coûts économiques du parc nucléaire existant, afin de pouvoir faire des offres compétitives au consommateur final.

La mise en œuvre de ce dispositif devra néanmoins respecter quelques conditions et éviter certains écueils.

Le projet de loi devra **impulser une véritable dynamique industrielle** pour que l'ensemble des acteurs soit effectivement incité à se doter de moyens de productions. Il peut s'agir d'investissements directs ou d'accords industriels avec EDF sur le parc actuel et futur. Il s'agit en revanche d'éviter un pur effet d'aubaine financier pour des entrants qui seraient dispensés de toute contribution à la sécurité d'approvisionnement et de tout risque industriel.

L'enjeu est donc bien d'assurer le développement de la concurrence tout en préservant dans la durée la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité des prix de l'électricité.

II.- DES ÉCHÉANCES IMPORTANTES POUR TROIS ACTEURS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le Rapporteur spécial a examiné la situation de deux opérateurs – AREVA et EDF – d'une grande importance pour la politique énergétique de la France et qui font face au même défi de devoir engager dans les prochaines années des investissements très lourds.

A.- AREVA FACE À LA NÉCESSITÉ D'INVESTIR

1.- Une position forte

Actuellement, le CEA détient 79 % du capital d'AREVA, l'État 5,2 %, la Caisse des dépôts et consignations 3,6 %, l'ERAP 3,2 %, EDF 2,4 %, Framergagne 1,6 %, Total 1 % et le public 4 %.

AREVA est le leader mondial du nucléaire. Il s'agit de la seule entreprise nucléaire mondiale intégrée, maîtrisant l'exploitation minière de gisements d'uranium, la fabrication du combustible, la construction de centrales, les services de maintenance et de modernisation des réacteurs et le traitement-recyclage du combustible nucléaire usé.

AREVA est, d'autre part, avec sa filiale AREVA T&D⁽¹⁾, le troisième acteur mondial du secteur de la transmission-distribution de l'électricité, avec 15 % du marché mondial, derrière les leaders Siemens et ABB qui détiennent chacun un quart du marché. L'activité Transmission – Distribution non seulement assure le tiers de son chiffre d'affaires et plus du tiers de son résultat, mais aussi constitue un vecteur de pénétration des marchés potentiels pour ses activités nucléaires.

D'ores et déjà présent dans les énergies renouvelables, en particulier dans les centrales biomasse, l'éolien offshore, l'hydrogène et les piles à combustible, AREVA ambitionne enfin de réaliser 10 % de son chiffre d'affaires dans ce secteur à l'horizon 2012.

Alors que les projets de construction de centrales nucléaires se multiplient dans le monde, AREVA est en excellente position compte tenu de son expérience de la construction du réacteur EPR de génération 3+ à Olkiluoto en Finlande et à Flamanville.

2.- Relever les défis des investissements de masse

Cependant, pour tirer parti du redémarrage mondial du nucléaire, AREVA est confronté à la nécessité urgente d'investir non seulement dans son outil de production d'îlots nucléaires mais aussi dans l'amont du cycle de l'uranium pour garantir l'approvisionnement de ses clients, en particulier dans l'exploitation minière et l'enrichissement à l'usine Georges-Besse II de Tricastin.

(1) Transmission et distribution

AREVA conduit à cet effet une politique massive de renforcement de ses effectifs. Les recrutements se sont élevés à 8 600 en 2006, 11 500 en 2007 et 12 000 en 2008.

Les investissements génèrent par ailleurs des besoins de financement considérables et rendus d'autant plus urgent par le contexte de rupture du partenariat avec Siemens et de difficultés de l'EPR.

AREVA évalue les investissements à pratiquer à 3 milliards d'euros par an d'ici à 2012, soit un total de 10 milliards d'euros. Il serait financé par trois lignes directrices du plan de financement défini en conseil de surveillance le 30 juin 2009.

a) Une augmentation du capital

Le capital serait ouvert à des « partenaires stratégiques et industriels » à hauteur de 15 % soit, sur la base actuelle, une injection de capital d'environ 2 milliards d'euros. La part des actionnaires publics tomberait à moins de 80 % du capital.

Le rapporteur spécial s'est préoccupé de l'identité de ces nouveaux partenaires qui pourraient être des fonds souverains notamment de pays du Golfe persique. Il n'a malheureusement pas encore pu avoir d'informations exploitables à ce jour.

b) Cessions d'actifs : la vente contestable de T&D

La cession de la filiale « Transmission et distribution », évaluée entre 3 et 5 milliards d'euros est maintenant actée. Cette vente est préoccupante et étonnante du fait de la rentabilité de la filiale qui assure 38 % du chiffre d'affaires du groupe et la quasi-totalité de son résultat net. Elle conduit AREVA vers un nouveau modèle d'activité, concentré sur le cœur de métier et plus sensible aux aléas industriels.

c) La réduction des dividendes versés

Le plafonnement du taux de distribution de dividendes à 25 % du résultat net pendant les trois premières années à partir des dividendes issus des résultats 2010 a été décidé.

Pour le CEA – actionnaire majoritaire –, ce plan devrait se traduire par une réduction du montant des dividendes d'AREVA qu'il perçoit aujourd'hui pour financer ses activités. Afin que ce plan soit neutre pour le budget du CEA, les dividendes distribués par AREVA à compter de l'exercice 2011 – sur les résultats 2010 – reviendront directement à l'État, en contrepartie de quoi l'État couvrira les besoins de financement du CEA. Les moyens mis en œuvre par l'État pour assurer ce financement seront définis dans le projet de loi de finances 2011.

Pour l'exercice 2010, le principe envisagé est identique à celui qui avait été retenu précédemment. Le montant des dividendes distribués couvrait les besoins du CEA à hauteur de 189 millions d'euros, comme prévu dans le budget pluriannuel. Ces 189 millions d'euros se répartissaient comme suit : 104 millions d'euros au titre des actions d'assainissement et de démantèlement des installations nucléaires civiles et 85 millions d'euros au titre des activités de recherche. Le surplus éventuel, à savoir la différence entre les dividendes perçus par le CEA et ses besoins de financement, était en principe reversé à l'État.

La décision du Gouvernement déconnecte les recettes provenant de la participation de l'État dans la société AREVA – par l'intermédiaire de l'actionnariat porté par le CEA – et la couverture des besoins financiers du CEA qui tendent à être budgétisés.

B.– EDF ET RTE FACE À L'OUVERTURE PROGRAMMÉE DU MARCHÉ

La stratégie d'EDF comprend quatre objectifs majeurs.

1.– Pérenniser et mettre en valeur le patrimoine

Le premier objectif est d'assurer la **pérennité** et la **valeur** de son **patrimoine de production** mais aussi celle du réseau de transmission de RTE, dont les opérations sont intégrées aux comptes d'EDF.

S'agissant du parc de production nucléaire, des opérations de maintenance lourde sont toujours en cours. Le remplacement des générateurs de vapeur des 26 tranches de 900 MW devrait se terminer en 2016 pour un investissement de 1,5 milliard d'euros.

L'amélioration de la productivité du parc électronucléaire est un autre axe de progrès, en partie lié aux opérations de maintenance. Le taux de disponibilité du parc est passé de 80,4 % en 2000 à 83,6 % en 2006. Ce taux est inférieur de 6 % en moyenne sur la période 2004-2006 au taux du parc américain. L'écart dû aux spécificités d'exploitation et de la réglementation françaises explique un écart de 5 %⁽¹⁾. Il reste qu'un écart de 1 % est dû à une productivité inférieure lors des arrêts pour renouvellement du combustible.

S'agissant de la durée de vie des réacteurs, les études de R&D montrent qu'il sera possible de la porter à 40 ans, et, selon toute probabilité au-delà. C'est toutefois à l'issue de la troisième visite décennale que l'Autorité de sûreté nucléaire accordera, au cas par cas, l'autorisation d'exploitation au-delà de 30 ans. Les troisièmes visites décennales de premiers réacteurs REP 900 MW mis

(1) 2 % sont imputables au fonctionnement du parc en campagnes annuelles au lieu de campagnes de 18 mois ; 1 % est imputable au fonctionnement en suivi de charge plus sollicitant que le fonctionnement en base stricte ; 2 % sont imputables aux spécificités réglementaires françaises.

en service par EDF entre 1978 et 1986 ont débuté en 2009. Les investissements requis pour les visites décennales du palier 900 MW sont évalués à 1 milliard d'euros.

Un autre défi pour la pérennité de la production électronucléaire française est celui **des départs à la retraite et du renouvellement des compétences**. Environ dix mille salariés, soit 40 % de l'effectif de l'exploitation nucléaire, atteindront l'âge du départ à la retraite d'ici 2015.

Le *cash flow* opérationnel du groupe a augmenté de 8 % au premier semestre 2009, générant un important *cash flow* libre de 1,7 milliard d'euros contre 0,5 milliard d'euros en 2008. L'endettement net est en forte augmentation sur le premier semestre de 24,5 milliards d'euros à 35,6 milliards d'euros suite aux acquisitions. Toutefois, EDF conserve une des structures financières les plus solides du secteur.

2.– Développer les implantations au sein de l'Union européenne

Le deuxième objectif stratégique d'EDF est **la consolidation et le développement de ses implantations dans l'Union européenne**, en mettant en place des ensembles couvrant la production et la commercialisation, c'est-à-dire l'ensemble de la chaîne de la valeur. C'est en application de cette stratégie qu'EDF a récemment pris le contrôle de British Energy, en finançant une large partie de l'acquisition par l'emprunt.

3.– Répondre aux défis des énergies renouvelables

Le troisième objectif stratégique d'EDF est le développement de **nouvelles offres dans les énergies renouvelables et le gaz**.

4.– Prendre toute sa place dans les investissements dans la filière nucléaire

Le quatrième objectif est de **participer à la renaissance du nucléaire** dans le monde, en tant qu'investisseur et exploitant, en tirant parti de son expérience incomparable de premier producteur mondial d'électricité nucléaire.

La mise en œuvre de cette stratégie ambitieuse nécessite des efforts de productivité dans le respect des impératifs de sûreté et de sécurité, ainsi qu'une évolution tarifaire permettant de répercuter en partie l'augmentation des coûts d'achats sans obérer le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

C.– CEA : UN OUTIL INDISPENSABLE AU FINANCEMENT FRAGILISÉ

1.– Le CEA est un opérateur indispensable à « l'invention du futur »

Le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) intervient dans trois domaines :

- la défense et la sécurité globale ;
- les énergies non émettrices de gaz à effet de serre ;
- les technologies pour l'information et la santé.

Pour répondre aux défis du futur, il s'appuie sur une recherche fondamentale de haut niveau. Il est appelé à lancer des projets notamment sur la filière française de batteries pour véhicules électriques, sur la production de biocarburants de troisième génération à partir de micro-algues. Ces projets sont essentiels afin de placer la France dans une position favorable dans la future compétition autour de la croissance verte.

2.– Le financement du CEA doit être assuré de manière pérenne

Le CEA est un établissement de recherche scientifique, technique et industriel qui relève de la catégorie des EPIC. Il dépend de quatre ministères : ministère de l'Écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, ministère de l'Économie, des finances et de l'emploi, ministère de l'Enseignement supérieur et de la recherche, et enfin ministère de la Défense.

Le CEA était, en 2005, **l'un des tout premiers organismes engagé dans une démarche de contractualisation**. Or, l'État a finalement retenu un cadre plus restrictif que le contrat :

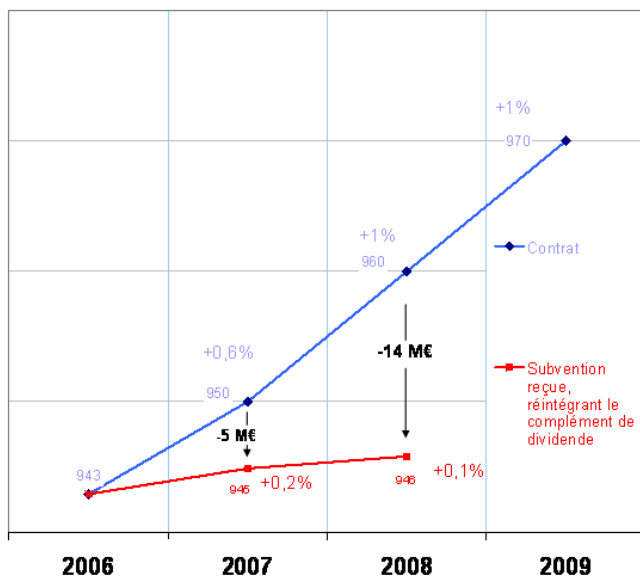
– Le contrat prévoyait une subvention civile, qui relève du budget examiné aujourd'hui, en hausse de 0,6 % en 2007 et 1 % en 2008. Cette progression est bien inférieure à la progression des moyens affectés à la recherche au cours de ces deux années.

– En regard de ces engagements, **la progression réelle des moyens n'était que de 0,2 % en 2007 et de 0,1 % en 2008, en euros courants**, qui ne couvre pas la progression des coûts salariaux.

– Or, le **simple respect du contrat nécessitait pour le CEA de vigoureux efforts de maîtrise de la dépense**. Une subvention aussi modérée supposait une maîtrise extrêmement rigoureuse des coûts de fonctionnement qui a bien été réalisée.

La baisse des dividendes versés par AREVA va par ailleurs, nécessiter une hausse corrélative des subventions de l'État. Au cours de la commission élargie, la secrétaire d'État chargée de l'écologie a assuré au Rapporteur spécial que la baisse des dividendes serait intégralement compensée. Le Rapporteur spécial y sera attentif. Il importe de ne pas obérer une recherche française d'élite.

SUBVENTIONS REÇUES PAR LE CEA



III.- DES CRÉDITS BUDGÉTAIRES ET DES DÉPENSES FISCALES EN LÉGÈRE DIMINUTION

A.- LES CRÉDITS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE (ACTIONS 1 ET 5)

Les demandes de crédits inscrites au titre de la politique de l'énergie s'élèvent à 40,3 millions d'euros en autorisations d'engagement (AE) et à 38,1 millions d'euros en crédits de paiement (CP).

35,9 millions d'euros en autorisations d'engagement comme en crédits de paiement correspondent à des subventions pour charges de service public. 4,5 millions d'euros sont versés à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et 31,4 millions d'euros à l'Agence de l'environnement et

de la maîtrise de l'énergie (ADEME) contre 8,9 millions d'euros en 2009 qui financent les dépenses de fonctionnement courant de l'agence. Cette augmentation traduit une montée en charge de l'ADEME.

Le restant des crédits finance des études portant sur l'énergie et le climat pour 0,2 million d'euros en autorisations d'engagement comme en crédits de paiement, des prestations de contrôle de la qualité des carburants – en application des directives européennes 98/70 et 99/32/CE – pour 3 millions d'euros en autorisations d'engagement et 0,7 million d'euros en crédits de paiement.

La lutte contre le changement climatique constitue l'action n° 5 du programme n° 174 *Énergie et après-mines*. Les crédits afférents s'élèvent à 25,8 millions d'euros en autorisations d'engagement comme en crédits de paiement.

L'essentiel des crédits, soit 15,2 millions d'euros, va à la surveillance de la qualité de l'air. Les 34 associations agréées pour la surveillance de la qualité de l'air (AASQA) reçoivent 14 millions d'euros au titre de subvention pour charges de service public tandis que le centre interprofessionnel d'étude de la pollution atmosphérique (CITEPA) reçoit 1,2 million d'euros.

Les dépenses de fonctionnement autres que les dépenses de personnel représentent 10,5 millions d'euros.

Le laboratoire central de surveillance de la qualité de l'air (LCSQA) qui s'assure de la qualité des mesures effectuées par les associations agréées et leur apporte un soutien technique, reçoit pour sa part 4,8 millions d'euros. 4 millions d'euros sont consacrés à la lutte contre l'effet de serre à travers et 1,7 million d'euros à la mise en œuvre du Grenelle environnement dans le domaine de la qualité de l'air et de la lutte contre les pollutions atmosphériques.

B.– LES CRÉDITS DE L'APRÈS MINES (ACTION 4)

La gestion économique et sociale de l'après mines mobilisera près de 756 millions d'euros en 2010.

L'essentiel des crédits de paiement, soit 726 millions d'euros, correspond à des dépenses d'intervention – financement de prestations diverses aux retraités ou retraités anticipés des mines fermées et de certaines mines et ardoisières en activité.

Les autres crédits correspondent aux dépenses de gestion de certaines structures du secteur. Ces subventions pour charges de service public assurent le financement de la Mission relative au fonds d'industrialisation des bassins miniers mais aussi le fonctionnement de l'Agence nationale pour la garantie des droits des mineurs (ANGDM) – établissement public à caractère administratif créé par la loi n° 2004-105 du 3 février 2004 – pour 13,8 millions d'euros.

C.– DES DÉPENSES FISCALES QUI NE DIMINUENT PAS

Il existe vingt dépenses fiscales sur impôts d'État, une sur impôts locaux prise en charge par l'État et deux dépenses fiscales subsidiaires sur impôts qui représenteront au total près de 3 milliards d'euros en 2010.

La principale dépense fiscale est le crédit d'impôt pour dépenses d'équipements de l'habitation principale en faveur des économies d'énergie et du développement durable visant à diminuer la consommation énergétique des logements. Ce crédit d'impôt a bénéficié en 2008 à 1,3 million de ménages pour un coût pour les finances publiques de 2,1 milliards d'euros.

On ne peut que regretter qu'à l'occasion du projet de loi de finances pour 2010 qui prévoit, avant grand emprunt, un déficit budgétaire de plus de 116 milliards d'euros, un toilettage des dépenses fiscales ne soit pas effectué, pour en vérifier l'évaluation et le bien-fondé économique.

IV.– LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE

La France a accepté d'appliquer les trois objectifs contraignants de politique énergétique adoptés par l'Union européenne à l'horizon 2020 :

- réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 ;
- économiser 20 % de la consommation énergétique par rapport aux projections estimées par le Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique ;
- atteindre une proportion de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale et une proportion minimale de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole pour chaque État membre, sous réserve que les biocarburants de deuxième génération soient mis sur le marché ;

Il s'agit de mettre en œuvre une politique intégrée en matière de climat et d'énergie, poursuivant les trois objectifs majeurs de la sécurité énergétique, de la compétitivité de l'offre d'énergie et de sa viabilité environnementale et de la lutte contre le changement climatique.

On remarquera, à cet égard, que ces trois objectifs avaient été déjà énoncés en France par la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, qui en a inscrit un quatrième, à savoir la garantie de la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Parmi les questions clés de la politique énergétique française, d'ici à 2020, figure donc la question de sa capacité à atteindre les trois objectifs de l'Union souvent décrits sous le vocable 3 x 20 %. En réalité pour la France, selon les négociations en cours, ces objectifs sont de 2 x 20 % et 23 %.

Pour atteindre l'objectif de 23 % d'énergies renouvelables en 2020, il est nécessaire d'augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique à l'horizon 2020.

Le tableau suivant détaille les progrès à faire dans les trois domaines de la production de chaleur, d'électricité et de biocarburants, selon le Grenelle de l'environnement.

**LES OBJECTIFS DU GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT
EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES**

Filière	Production 2006	Objectif de production 2020	Variation
Chaleur	9,6 Mtep	19,7 Mtep	10 Mtep
<i>dont bois (chauffage domestique)</i>	<i>7,4 Mtep (5,7 millions d'appareils)</i>	<i>7,4 Mtep (9 millions d'appareils)</i>	
<i>dont bois et déchets (collectif, tertiaire, industrie)</i>	<i>1,8 Mtep</i>	<i>9 Mtep</i>	<i>7,2 Mtep</i>
<i>dont solaire thermique, piles à combustible, géothermie</i>	<i>0,4 Mtep (200 000 logements)</i>	<i>3,2 Mtep (6 000 000 logements)</i>	<i>+ 2,8 Mtep</i>
Électricité	5,6 Mtep	12,6 Mtep	7 Mtep
<i>dont hydraulique</i>	<i>5,2 Mtep (25 000 MW)</i>	<i>5,8 Mtep (27 500 MW)</i>	<i>0,6 Mtep</i>
<i>biomasse</i>	<i>0,2 Mtep (350 MW)</i>	<i>1,4 Mtep (2 300 MW)</i>	<i>1,2 Mtep</i>
<i>éolien</i>	<i>0,2 Mtep (1 600 MW) (2 000 éoliennes)</i>	<i>5 Mtep (25 000 MW) (8 000 éoliennes)</i>	<i>4,8 Mtep</i>
Solaire photovoltaïque	0	0,4 Mtep (5 400 MW)	0,4 Mtep
Biocarburants	0,7 Mtep	4 Mtep	3,3 Mtep
Total	16 Mtep	36 Mtep	20 Mtep

Source : rapport final du comité opérationnel n° 10, Grenelle de l'environnement

La question est de savoir dans quelle mesure les dispositifs législatifs et réglementaires actuels permettront d'atteindre ces objectifs.

L'élément le plus important en 2010 sera l'instauration de la taxe carbone même si le présent projet contient d'autres dispositions fiscales concernant l'énergie.

A.- INSTAURATION DE LA TAXE CARBONE (ARTICLE 5)

La conférence des experts réunie en juillet 2009 sous la présidence de M. Michel Rocard a confirmé l'existence d'un consensus large sur la réalité et les enjeux du réchauffement climatique. Il est, de ce fait indispensable, que les émissions mondiales soient plafonnées d'ici 2020 puis réduites de moitié d'ici 2050 en vue de limiter le réchauffement à 2°C en moyenne à l'horizon 2100.

La directive *Emission Trading Scheme* « ETS » a mis en place depuis 2005 un système de quotas d'émission. Ce système a été renforcé par le paquet climat-énergie signé en décembre 2008. Ce système est destiné à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre du secteur industriel responsable de 40 % des émissions en Europe et 30 % en France.

Le secteur diffus – transports, logements – n'est pas concerné par le système des quotas d'où la nécessité de la fiscalité pour changer les comportements individuels en terme de consommation d'énergie.

L'instauration d'une taxe carbone, prévue par le Grenelle de l'environnement, sera donc effective dès 2010. Les modalités sont les suivantes.

1.– L'assiette

L'assiette englobe la consommation de l'ensemble des énergies fossiles – *white spirit*, essence, huiles lourdes, fioul domestique, gazole, fioul lourd, gaz naturel, houilles, lignites et cokes – mais exclut la consommation d'électricité.

Le Rapporteur spécial rappelle qu'il n'est pas favorable à l'inclusion de l'électricité dans l'assiette fiscale de la taxe carbone, tout en étant vigilant au glissement que ce choix peut occasionner.

Mais son inclusion au sein du dispositif conduirait à pénaliser une source d'énergie propre et brouillerait le message de la taxe, qui est destinée à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre.

2.– Les taux

La tonne de carbone est valorisée à 17 euros dans le projet de loi de finances 2010. Il correspond à l'ordre de grandeur des prix sur le marché européen du carbone depuis le début de la deuxième phase du marché en 2008. Il convient toutefois de se demander si ce prix sera suffisant pour réellement changer le mode de consommation. Ce tarif sera néanmoins appelé à évoluer chaque année, après avis de la « commission verte » qui sera mise en place parallèlement à l'instauration de la taxe carbone. L'objectif sera d'atteindre, à terme, un signal-prix suffisant, évalué à 100 euros/tonne en 2030.

3.– Les exonérations

S'agissant des professions de l'agriculture et de la pêche, leur particulière fragilité face à la concurrence internationale justifie que la mise en œuvre du dispositif soit étalée sur cinq ans. De même s'agissant du transport routier de marchandises effectué au moyen de véhicules de plus de 7,5 tonnes, les risques de distorsion de concurrence en États membres de l'Union européenne amènent à déplacer le signal-prix vers l'aval – le chargeur paiera et non le transporteur.

La complexité du dispositif comporte un risque de nuisance au principe même d'une taxe carbone.

4.– Les compensations pour les ménages

L'instauration de la taxe carbone sera accompagnée d'une compensation pour les ménages sous la forme d'un crédit d'impôt ou d'un « chèque vert ». Le rapporteur déplore que ces compensations ne soient ciblées sur les ménages au plus faible revenu qui consacrent proportionnellement le plus aux dépenses énergétiques. L'effet dégressif de la taxe carbone n'est en aucun cas corrigé.

B.- ACTUALISATION DES FRACTIONS DÉPARTEMENTALES ET RÉGIONALES DU TARIF DE LA TAXE INTÉRIEURE DE CONSOMMATIONS SUR LES PRODUITS PÉTROLIERS (ARTICLES 17 ET 18)

L'article 17 actualise les taux de fractions de TIPP affectées aux départements pour compenser les transferts de compétences prévus par la loi n° 2004-809 du 13 août 2004 – agents des personnels des routes nationales reclassées dans la voirie départementale, des domaines public fluvial ainsi que des ports maritimes.

L'article 18 actualise les taux de fractions de TIPP affectées aux régions pour compenser également les transferts de compétences prévus par la loi n°2004-809.

C.- « VERDISSEMENT » GRADUEL DE LA RÉDUCTION D'IMPÔT SUR LE REVENU AU TITRE DE L'INVESTISSEMENT LOCATIF DITE « SCELLIER » (ARTICLE 44)

L'article 31 de la loi de finances rectificative pour 2008 a mis en place une réduction d'impôt sur le revenu en faveur des contribuables qui acquièrent ou font construire, entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 décembre 2012, des logements neufs ou anciens lorsque ces deniers sont réhabilités dans certaines conditions. Le taux de la réduction d'impôt est fixé à 25 % pour les investissements réalisés en 2009 et 2010 et à 20 % pour ceux réalisés en 2011 et 2012.

Le présent article a pour objet de diminuer progressivement, à compter de 2010, le taux de la réduction d'impôt applicable aux logements qui ne présentent pas un niveau de performance énergétique globale supérieur à celui imposé par la réglementation thermique obligatoire. En pratique, il s'agit des logements qui ne répondent pas au critère d'attribution du label « bâtiment basse consommation énergétique » (BBC 2005) mentionné au 5° de l'article 2 de l'arrêté du 8 mai 2007.

Cette diminution progressive des taux de la réduction d'impôt a pour but d'accroître la part des constructions de logements neufs plus économes en énergie et ainsi d'accélérer l'acquisition de savoir-faire par les professionnels de la construction avant que cette norme ne devienne obligatoire à compter de 2013.

Le Rapporteur spécial se félicite du ciblage de cette réduction d'impôt.

D.- « VERDISSEMENT » GRADUEL DANS LE NEUF DU CRÉDIT D'IMPÔT SUR LE REVENU AU TITRE DES INTÉRÊTS D'EMPRUNT D'ACQUISITION DE L'HABITATION PRINCIPALE (ARTICLE 45)

La loi en faveur du travail, de l'emploi et du pouvoir d'achat « TEPA » de 2007 a institué un crédit d'impôt sur le revenu au titre des intérêts d'emprunt d'acquisition de la résidence principale. La loi de finances pour 2009 a engagé un premier « verdissement » de ce crédit d'impôt.

Il est proposé d'aller plus loin dans le « verdissement » du crédit d'impôt TEPA, en en réduisant graduellement le taux, sur la période 2010 à 2012, pour les logements neufs ne répondant pas à la norme BBC, et cela afin d'accroître la part des constructions de logements plus économes en énergie et d'accélérer l'acquisition de savoir-faire par les professionnels de la construction avant que cette norme ne devienne obligatoire en 2013.

Au moment où l'on souhaite faciliter l'accession sociale à la propriété, le rapporteur pense qu'il eut été préférable d'augmenter les taux pour les logements correspondants à la norme BBC et de maintenir les taux pour les autres car le surcoût de construction exclut les jeunes ménages de l'accession à la propriété.

EXAMEN EN COMMISSION

Au cours de sa réunion du 29 octobre 2009 à 0 heure 45, après l'audition de Madame Chantal Jouanno, secrétaire d'État chargée de l'Écologie, auprès du ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat (voir compte rendu analytique officiel des deux réunions du 28 octobre 2009), sur les crédits de la mission Écologie, développement et aménagement durables, la commission des Finances examine les crédits de cette mission.

M. le président Didier Migaud. Mes chers collègues, Nous allons maintenant procéder à l'examen des crédits de la mission *Écologie, développement et aménagement durables* ;

M. le président Didier Migaud. Quelle est la position du Rapporteur spécial, M. Marc Goua, sur les crédits de la mission ?

M. Marc Goua. Je suis réservé.

La commission des Finances adopte les crédits de la mission Écologie, développement et aménagement durables.

ANNEXE :

LISTE DES AUDITIONS RÉALISÉES PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL

AREVA :

M. Jean Huby, directeur de la stratégie et des fusions et acquisitions, et
Mme. Aurélie Andrieu, directeur des relations institutionnelles.

EDF :

MM. Pierre Lederer, directeur général adjoint, et **Bertrand Le Thiec**,
directeur des affaires publiques.

GDF-Suez :

M. Gérard Mestrallet, président directeur général.